

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Организация ведения технологических процессов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам»

УДК 622.692.4.053:665.6.035.6-026.732-022.225

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Николаев Евгений Антонович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Т. Г.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М. С.	ассистент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
		<i>стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

Объектом исследования являются технологии транспортировки по магистральным нефтепроводам высоковязких нефтей

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Провести обзор литературных источников связанных с проблемами транспорта высоковязких нефтей.</p> <p>Провести анализ регионального распределения высоковязких нефтей и подтвердить актуальность будущей работы. Рассмотреть физико-химические и реологические свойства высоковязких нефтей.</p> <p>Рассмотреть и провести анализ технологий транспорта высоковязких нефтей.</p> <p>В расчетной части рассчитать потери напора и давления для двух конкурирующих технологий транспорта высоковязких нефтей.</p> <p>Составить выводы по проделанной работе.</p>
--	--

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Нет
---	-----

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>
--

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Т. Г.
«Социальная ответственность»	Черемискина М. С.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:
На русском:
Обзор литературы
Расчетная часть
Социальная ответственность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Заключение

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец Виктор Георгиевич	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Николаев Евгений Антонович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.02.2020	Состояние вопроса исследования	10
21.02.2020	Общие сведения об объекте исследования	10
15.03.2020	Рассмотрение реологических характеристик и физико-химических свойств высоковязких нефтей	10
14.04.2020	Проведение разбора и анализа различных технологий перекачки высоковязких нефтей	20
22.04.2020	Проведение расчета потерь давления и напора на трение при перекачке с депрессорной присадкой и при использовании технологии «горячей» перекачки	15
08.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
11.05.2020	Социальная ответственность	10
18.05.2020	Заключение	5
24.05.2020	Презентация	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Крец В. Г.	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 106 стр., 19 рис., 24 табл., 48 источников.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, трубопроводный транспорт, технологии транспорта нефти, реологические характеристики.

Объектом исследования являются технологические методы и процессы, обеспечивающие транспортировку высоковязких нефтей по магистральным трубопроводам.

Цель работы – анализ известных и используемых технологических процессов предназначенных для транспортировки высоковязких нефтей.

В процессе исследования проводилось рассмотрение Российского регионального распределения высоковязких нефтей, обзор физико-химических и реологических свойств высоковязкой нефти, рассматривались различные технологии применяемые для транспорта высоковязких нефтей, проведен расчет толщины стенки трубопровода, проведен расчет потерь давления и напора для двух конкурирующих технологий транспорта высоковязких нефтей.

В результате исследования были определены все положительные и отрицательные стороны рассматриваемых технологий транспорта высоковязких нефтей, проведен расчет и сравнения эффективности применения двух технологий транспорта высоковязких нефтей: технологий применения депрессорной присадки и технология предварительного подогрева высоковязкой нефти перед ее транспортом.

Область применения: трубопроводные системы, занимающиеся транспортом высоковязких нефтей.

Экономическая эффективность/значимость работы: проведен расчет экономической эффективности применения депрессорной присадки по сравнению с аналогичными технологиями на рынке транспорта высоковязких нефтей.

					Организация ведения технологических процессов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Николаев Е.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					7	106
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Нормативные ссылки

ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения.

РД 153-39.4-056-00 – Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.

РД 13.100.00-КТН-225-06. Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте.

Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

ПБ 08- 624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

ГОСТ 12.0001-82 ССБТ. Система стандартов безопасности труда.

РД 39-30-139-79. Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопровода при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях

ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ «Оборудование производственное. Общие эргономические требования».

ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»

СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».

ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

					Организация ведения технологических процессов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Николаев Е.А.			Нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					8	106
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник						

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.

СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.0.005-2014 ССБТ. Метрологическое обеспечение в области безопасности труда.

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление.

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.

ГН 2.2.5.686-98. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

ВСН 179-85. Инструкция по рекультивации земель при строительстве трубопроводов.

					Нормативные ссылки	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сокращения

В настоящей выпускной квалификационной работе применены следующие сокращения:

МТ – магистральный трубопровод;

МН – магистральный нефтепровод;

ВВН – высоковязкая нефть;

НД – нормативная документация;

НТС – насосно-тепловая станция;

КП – конечный пункт;

УВ – углеводороды;

БД – база данных;

ГПС – головная перекачивающая станция;

ПАВ – поверхностно активные вещества;

ГНС – головная насосная станция;

ПНС – подпорная насосная станция;

КПД – коэффициент полезного действия;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ЛАРН – ликвидация аварийных разливов нефти

					Организация ведения технологических процессов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Николаев Е.А.			Сокращения		Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Крец В.Г.							10	106
Консульт.							НИ ТПУ гр. 2Б6Б			
Рук-ль ООП		Брусник О. В.								

Оглавление

1. Особенности транспортировки высоковязких нефтей	16
1.1 Анализ Российского регионального распределения.....	16
1.2 Обзор реологических характеристик вязких нефтей.....	19
2. Анализ технологических методов предназначенных для транспорта высоковязких нефтей	26
2.1 Неизотермические методы транспорта	28
2.1.1 «Горячая» перекачка	28
2.1.2 Электроподогрев	33
2.2 Изотермические методы транспорта	35
2.2.1 Гидроперекачка	35
2.2.2 Использование жидких углеводородных разбавителей и депрессорных присадок	38
2.2.3 Термообработка высоковязких нефтей.....	39
2.2.4 Улучшение реологических свойств комплексными методами	42
3. Расчетная часть.....	47
3.1 Определение толщины стенки трубопровода	48
3.2 Проверка на прочность трубопровода в продольном направлении.....	50
3.3 Проверка на пластические деформации трубопровода.....	51
3.4 Расчет потерь давления и напора на трение при перекачке высоковязкой нефти без добавления депрессорной присадки.....	53
3.5 Расчет потерь давления и напора при перекачке высоковязкой нефти с добавлением депрессорной присадки	56

					Организация ведения технологических процессов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Николаев Е.А.			Оглавление			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Крец В.Г.								11	106	
Консульт.								НИ ТПУ гр. 2Б6Б				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

3.6 Расчет потерь давления и напора при перекачке высоковязкой нефти методом «горячей» перекачки	58
4. Социальная ответственность.....	66
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	67
4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	67
4.1.2 Организационные работы по компоновке рабочей зоны сотрудников ..	68
4.2 Профессиональная социальная ответственность	69
4.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов	69
4.2.2 Превышение уровня шума в рабочей зоне	70
4.2.3 Отклонение показателей микроклимата	71
4.2.4 Токсические вещества в газообразном состоянии.....	71
4.2.5 Поражение организма электрическим током	72
4.2.6 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	73
4.3 Экологическая безопасность	74
4.3.1 Защита атмосферы.....	74
4.3.2 Защита литосферы.....	75
4.3.3 Защита Гидросферы	76
4.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях	76
4.4.1 Мероприятия по предотвращению ЧС, разработка порядка действий в случае ЧС	76
4.5 Выводы по разделу социальная ответственность	77
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	79
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	79

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	79
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений	80
5.1.3 SWOT – анализ	82
5.1.4 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	85
5.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	86
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	86
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	87
5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	88
5.2.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	90
5.2.5 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ.....	91
5.2.6 Основная заработная плата исполнителей темы.....	92
5.2.7 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	94
5.2.8 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	95
5.2.9 Накладные расходы.....	96
5.2.10 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта..	96
5.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	97
Заключение.....	101
Список используемых источников	102

Введение

Российская Федерация на протяжении многих лет занимает лидирующие позиции в мире по добыче нефти. География нашей большой страны приводит к необходимости строительства протяженных сетей трубопроводного транспорта, необходимых для транспортировки нефти от места ее добычи до конечного потребителя. Поэтому проблемы связанные с транспортом готовой продукции являются актуальными и приоритетными.

Россия входит в топ 3 стран по запасам тяжелой и высоковязкой нефти, уступая только Канаде и Венесуэле. Российские запасы тяжелой и высоковязкой нефти оцениваются в 6,7 млрд. тонн, большой объем залежей находятся в Волго-Уральском и Западно-Сибирском нефтегазоносных регионах. Поэтому проблема транспортировки и подготовки такой нефти важна и актуальна для нашей нефтяной промышленности.

Решение проблемы транспорта высоковязких нефтей главным образом заключается нахождении метода улучшения реологических параметров нефти, таких как температура застывания, напряжение сдвига и вязкость нефти. Существует множества методов улучшения качественных реологических показателей нефтей. Выбор такого оптимального метода является одной из главных задач трубопроводного транспорта. Такой выбор зависит как от конечной эффективности применения, так и от экономических вложений, требуемых для его реализации.

					Организация ведения технологических процессов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Николаев Е.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					14	106
Консульт.						НИ ТПУ гр. 256Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Актуальность

Качественное состояние сырьевой базы нефтяных месторождений нашей страны в последнее время непрерывно ухудшается. Причиной этого является, выработка старых месторождений с легкоизвлекаемыми запасами и введение в эксплуатацию месторождений с заведомо трудноизвлекаемыми запасами. Эксплуатация таких месторождений образует ряд проблем связанных с транспортировкой и перекачкой добываемого сырья. Для решения таких задач используются новые и нетрадиционные методы и способы транспортировки. Поэтому анализ таких технологических процессов и выбор максимально эффективного метода является актуальной задачей для современного трубопроводного транспорта.

Целью данной работы является анализ известных и используемых технологических процессов предназначенных для транспортировки высоковязких нефтей.

Объект исследования: технологические методы и процессы, обеспечивающие транспортировку высоковязких нефтей по магистральным трубопроводам.

Задачами исследования является:

1. Провести анализ Российского регионального распределения высоковязких нефтей;
2. Выявить особенности и физико-химические характеристики характерные для высоковязких нефтей;
3. Исследовать и проанализировать известные технологические процессы предназначенные для транспортировки высоковязких нефтей;
4. Расчет и сравнение эффективности двух самых распространенных методов: использования депрессорных присадок и метода «горячей» перекачки.

					Введение	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Особенности транспортировки высоковязких нефтей

1.1 Анализ Российского регионального распределения

Общий объем извлекаемых запасов нефти России на начало 2019 года составил порядка 18,6 млрд. тонн [1], 6.7 млрд. тонн или 36% от общих запасов составляют тяжелые высоковязкие нефти. На следующем рисунке (рисунок 1) представлены нефтегазоносные бассейны России, окрашенные в зависимости от средней вязкости нефти бассейна.



Рисунок 1 – Распределение нефтегазоносных бассейнов по средней вязкости нефти

Большинство бассейнов с высоковязкой нефтью расположена на европейской части России: Тимано-Печорский, Волго-Уральский, Прикаспийский и Днепро-Припятский. Исключением из этого списка служит Енисейско-Анабарский нефтегазоносный бассейн, находящийся на территории Восточной Сибири.

					Организация ведения технологических процессов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Николаев Е.А.				Особенности транспортировки высоковязких нефтей	Лит.	Лист
Руковод.	Крец В.Г.						16
Консульт.							106
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					НИ ТПУ гр. 256Б	

Статистическая карта построена на основе мировой базы данных с физико-химическими свойствами нефти Институтом химии нефти СО РАН в г. Томске [2]. Статистическая информация о выборке представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Распределение высоковязких нефтей России по нефтегазоносным бассейнам

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборки из БД	Количество образцов ВВН в бассейне	Количество месторождений с высоковязкими нефтями	Среднебассейновая вязкость нефтей, мм ² /с
Балтийский	30	-	-	7,29
Волго-Уральский	2660	543	180	47,12
Днепровско-Припятский	661	34	17	37,55
Енисейско-Анабарский	66	4	4	84,50
Западно-Сибирский	2646	29	28	23,13
Ленно-Вилуйский	157	-	-	11,41
Лено-Тунгусский	687	51	12	23,37
Охотский	303	17	10	25,75
Пенжинский	9	-	-	2,35
Прикаспийский	462	102	31	109,70
Северо-Кавказский	1520	61	27	29,20
Тимано-Печорский	344	15	7	1221,44

Более подробная информация о физико-химических и геохимических свойствах высоковязких нефтей, а также о пластовых условиях их залегания представлена в таблице 2 [2].

Таблица 2 – Физико-химические свойства высоковязких нефтей России

Показатели нефти	Объем выборки	Среднее значение	Интервал изменений
Плотность, г/см ³	770	0,91	0,80-1,00
Содержание серы, %	669	2,29	0,00-5,42
Содержание парафинов, %	615	3,58	0,00-21,80
Содержание смол, %	531	17,26	1,40-60,00
Содержание асфальтенов, %	564	4,56	0,00-23,40
Фракция н.к. 200 °С, м. %	155	13,87	1,20-24,20

Продолжение таблицы 2:

Фракция н.к. 300 °С, м. %	135	30,37	14,00-49,00
Фракция н.к. 350 °С, м. %	121	38,27	17,10-58,30
Содержание вольфрама, %	40	0,03	0,00-0,12
Содержание никеля, %	31	0,01	0,00-0,05
Отношение «пристан/фитан»	40	0,99	0,59-4,35
Температура пласта, °С	312	36,82	7,00-109,00
Пластовое давление, мПа	299	16,83	1,32-221,20

Из представленной таблицы видно, что российская высоковязкая нефть является в средней тяжелой ($0,88 \div 0,92$ г/см³), слабо парафинистой ($< 5\%$), с высоким содержанием смол ($> 13\%$), высыкосернистой ($1 \div 3\%$), с низким содержанием асфальтенов ($3 \div 10\%$) и довольно низким содержанием фракция н.к. 200 °С ($< 20\%$).

Рассмотрим распределение высоковязких нефтей от глубины залегания для России (рисунок 2). Из гистограммы видно, что количество месторождений с высоковязкой нефтью возрастает и становится максимально (около 68%) в диапазоне залегания от 1000 до 2000 м., затем, после отметки 2000 м., количество месторождений падает. В диапазоне 2000-3000 м. составляет 17 % от общего числа месторождений, а в диапазоне 3000-4000 м. составляет всего 0,5%.



Рисунок 2 – Распределение российских высоковязких нефтей от глубины залегания

Представим региональное распределение высоковязких нефтей в виде круговой диаграммы (рисунок 3). Из диаграммы видно, что самыми

крупными запасами высоковязких нефтей обладают следующие регионы: Пермская область, республика Татарстан, Самарская и Тюменская область.

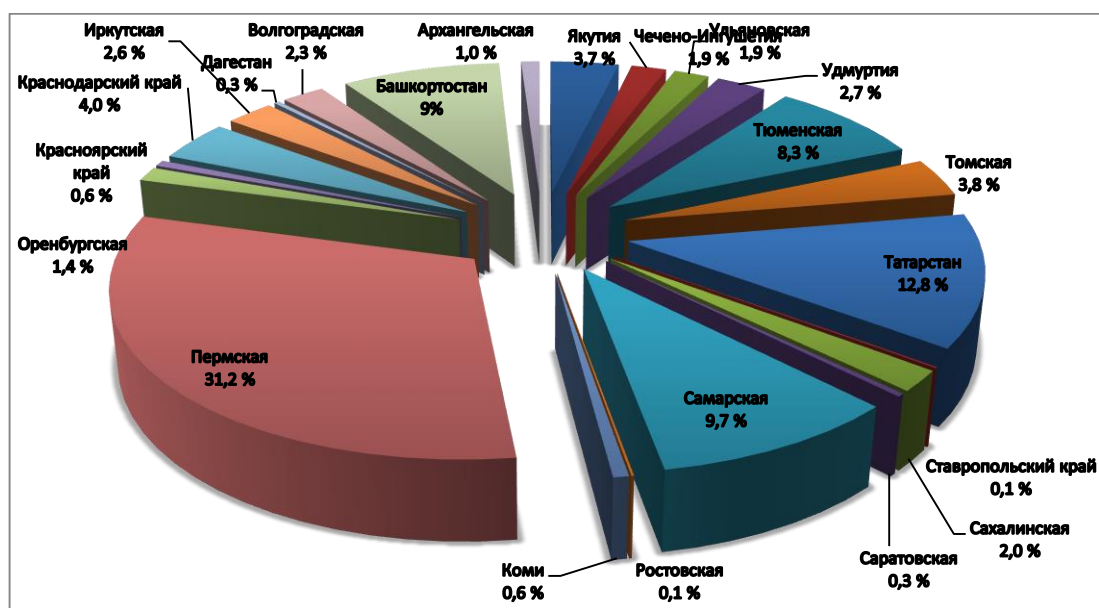


Рисунок 3 – Российское региональное распределение высоковязких нефтей

1.2 Обзор реологических характеристик вязких нефтей

Вязкие нефти и их эмульсии обладают особыми температурно-вязкостными характеристиками и свойствами. Связано это, в первую очередь, с их химическим составом, а именно с большим содержанием твердых углеводородов, парафинов и асфальтосмолистых веществ.

В настоящее время приняты химическая и технологическая классификация нефти.

По степени подготовки нефти, физико-химическим свойствам и по содержанию сероводорода и лёгких меркаптанов нефть подразделяют на классы, типы, группы и виды [3].

Технологическая классификация подразделяет нефти по содержанию серы: малосернистые (до 0,6% включительно), сернистые (от 0,61 до 1,80%), высокосернистые (от 1,81 до 3,5%) и особо высокосернистые (свыше 3,5%).

По плотности нефть подразделяют на пять типов: особо лёгкие, лёгкие, средние, тяжёлые и битуминозные.

В зависимости от степени подготовки нефти, нефть разделяют на 3 группы в зависимости от ее насыщенных паров, массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей, массовой доли механических примесей и массовой доли органических хлоридов. Также в зависимости от массовой доли сероводорода и массовой доли метил- и этилмеркаптанов нефть подразделяют на два вида.

Химическая классификация основывается на групповом составе нефти. Различают следующие типы: парафиновые, парафино-нафтеновые, нафтеновые, парафино-нафтенно-ароматические и ароматические нефти.

По наличию твёрдых парафиновых углеводородов нефти подразделяют на малопарафинистые, парафинистые и высокопарафинистые.

По наличию асфальтосмолистых веществ (АСВ) различают следующие типы: малосмолистые - содержание АСВ до 10%, смолистые - содержание АСВ 10-20% и высокосмолистые - содержание АСВ до 40% [3].

Узнать больше о деформационных свойствах нефтей помогает подробное изучение их реологических свойств. Понятие реологии заключается в нахождении связи между силовыми напряжениями, возникающими в материале, и скорости деформации материала. Важнейший реологический параметр для жидких тел является вязкость, а для твердых – упругость. Для получения полной характеристики реологических свойств нефти необходимо знать ее вязкость, плотность и температуру застывания.

Определение вязкости для нефти на практике необходимо, как для установки нормального режима перекачки нефти по трубопроводу, так и для определения характеристик фильтрационного сопротивления в пласте и определения дебита скважины на месторождении.

					Особенности транспортировки высоковязких нефтей	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для определения реологических свойств необходимо определить тип рассматриваемой жидкости. На рисунке 4 рассмотрена зависимость напряжения сдвига от скорости для разных типов жидкости.

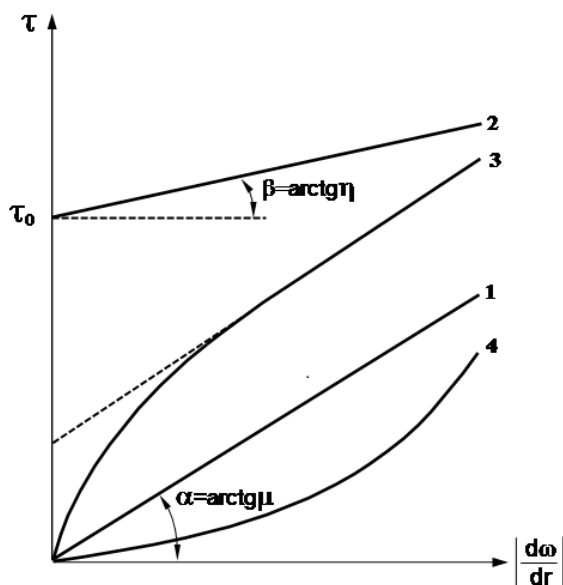


Рисунок 4 – График зависимости напряжения сдвига от скорости для разных типов жидкости:

1 – ньютоновским; 2 – пластичных; 3 – псевдопластичных; 4 – дилатантных.

Все жидкости подразделяются на жидкости ньютоновского и неньютоновского типа. К жидкостям ньютоновского типа относят воду, светлые нефтепродукты, нефти с низким содержанием смол и парафина, а также парафинистые нефти при высокой температуре.

Кривая течения для ньютоновских жидкостей, выходящая под углом из точки начала координат (рисунок 4), описывается уравнением Ньютона:

$$\tau = \mu \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right|, \quad (1.2.1)$$

где μ – динамическая вязкость (коэффициент пропорциональности, описывающий угол наклона кривой течения на рисунке 4).

Используя графики течения жидкостей можно получить распределение касательных напряжений от главного сечения трубопровода (при $t = 0$ на оси) к стенке трубы (при $t = t_{\max}$).

Остальные кривые на рисунке 4 под номерами 2, 3 и 4 относятся к классу неньютоновских жидкостей.

Неньютоновские жидкости подразделяются на:

- пластичные (или бингамовские);
- псевдопластичные;
- дилатантные.

Из рисунка 4 видно, что течение пластичных жидкостей начинается только при достижении начального напряжения сдвига τ_0 . Пластичные неньютоновские жидкости при напряжениях меньших, чем начальное напряжения сдвига τ_0 , ведут себя как обычные твердые тела, при напряжениях выше начального напряжения, ведут себя как ньютоновские жидкости. Напряжение сдвига для таких жидкостей будет равняться разнице действующего напряжения τ и начального напряжения сдвига τ_0 .

Из характера кривой течения пластинчатых жидкостей видно, что зависимость напряжения от ее скорости сдвига можно описать уравнением Шведова-Бигмана:

$$\tau = \tau_0 + \left| \eta \cdot \frac{d\omega}{dr} \right|, \quad (1.2.2)$$

где η – пластическая вязкость (аналог динамической вязкости при $\tau_0 \neq 0$).

Для описания кривых течения псевдопластичных и дилатантных жидкостей можно принять степенную зависимость напряжения от скорости сдвига, где K и n – постоянные коэффициенты, зависящие от типа описываемой жидкости:

$$\tau = K \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right|^n, \quad (1.2.3)$$

где K – характеристика консистенции; n – индекс течения жидкости.

Из графиков кривых течения (рисунок 4) индекс течения жидкости n равен для псевдопластиков $n < 1$, а для дилатантных жидкостей $n > 1$.

Уравнение течения для ньютоновских жидкостей (1.2.1) представляет из себя частный случай уравнения Шведова-Бигмана (1.2.2),

когда $n = 1$, а $K = \mu$, отсюда можно сформулировать физический смысл данных коэффициентов: K – коэффициент, характеризующий вязкость жидкости; n – коэффициент, характеризующий степень отклонения поведения неньютоновской жидкости от ньютоновской.

Зависимости представленные выше можно обобщить уравнением Балкли-Гершеля:

$$\tau = \tau_0 + K \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right|^n. \quad (1.2.4)$$

Рассматривая неньютоновские жидкости, проще представлять их как ньютоновские, заменяя динамическую вязкость на эффективную:

$$\mu_{\text{э}} = \frac{\tau}{\left| \frac{d\omega}{dr} \right|} = \frac{\tau_0}{\left| \frac{d\omega}{dr} \right|} + K \cdot \left| \frac{d\omega}{dr} \right|^{n-1}, \quad (1.2.5)$$

где $\mu_{\text{э}}$ – эффективная вязкость.

С геометрической точки зрения (рисунок 4) эффективную вязкость можно приравнять к тангенсу угла наклона $\alpha_{\text{э}}$ линии, проведенной из начала координат в точку на кривой течения, соответствующую расчетному градиенту скорости сдвига. С помощью этой замены, многие расчеты трубопроводов можно вести и считать справедливыми для ньютоновских жидкостей [4].

Реологические свойства нефти, такие как: вязкость, напряжение сдвига, температура застывания, оказывающие значительное влияние на процесс перекачки нефти, в основном зависят от компонентного состава транспортируемой нефти.

Рассмотрим влияние парафинов, смол и асфальтенов, содержащихся в компонентном составе нефти, на реологические свойства.

Проявлению неньютоновских свойств и структурообразованию у нефти способствуют парафины, содержащиеся в ней. При понижении температуры из кристаллов парафина появляется пространственно-структурная сетка коагуляционного характера, которая иммобилизует жидкую фазу. Таким образом нефть обретает схожесть с гелеобразными системами. При дальнейшем понижении температуры нефть теряет свою

					Особенности транспортировки высоковязких нефтей	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

подвижность и застывает. При повышенном содержании серы реологические свойства нефти ухудшаются и баланс процесса структурообразования смещается в сторону более высоких температур.

Смолы представляют собой высокополярные поверхностно-активные вещества с молекулярной массой от 500 до 1200 и выше. Смолы включают в себя основное количество кислородных, сернистых и азотистых соединений. Асфальтены схожи по химическому строению с нефтяными смолами, но обладают в 2-3 раза большей молекулярной массой. Асфальтены представляют из себя твёрдые аморфные вещества тёмно-бурого цвета.

Смолы и асфальтены препятствуют образовываться кристаллическим структурам из нефти. Смолы и асфальтены обволакивают новообразованные осколки парафинистой структуры, адсорбируясь на их гранях, и препятствуют их повторному соединению между собой.

Некоторые смолы, обладающие длинной алкильной цепочкой, могут проявлять объёмное действие. Они способны образовывать смешанные кристаллы с парафинами и изменять их структуру. Смолы способны изменять строение кристаллов парафинов, путем их распределения между двумя фазами и разрыхлением их кристаллической структуры. Асфальтены и смолы обладают таким свойством, препятствующим структурообразованию, только при их содержании в парафинистой нефти до определённого значения. При достижении такого процента, асфальтосмолистые вещества будут увеличивать показатель вязкости нефти, так как являются тяжелыми компонентами. Поэтому при малом содержании асфальтенов и смол в парафинистой нефти они являются депрессорами, а при большей концентрации способствуют увеличению показателя вязкости нефти [5].

Основная масса действующих нефтяных месторождений России относят к классу высокосмолистых малопарафинистых. Поэтому для

					Особенности транспортировки высоковязких нефтей	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

улучшения реологических свойств добываемой нефти используют ряд мер и технологий, которые упрощают перекачку высоковязких нефтей и делают ее более экономичной.

2. Анализ технологических методов предназначенных для транспорта высоковязких нефтей

Современный трубопроводный транспорт высоковязких нефтей сталкивается с множеством проблем: увеличенные потери энергии на трение при транспорте; неблагоприятные реологические свойства продукта, меняющиеся в зависимости от режима течения и условий окружающей среды; применение экономически и труда затратных технологий для эффективного транспорта высоковязких нефтей и т. д.

Поэтому улучшение реологических свойств перекачиваемых нефтей есть одна из главных задач трубопроводного транспорта. Существует большое количество технологий для улучшения этих свойств, классификация методов и способов улучшения реологических свойств представлена на рисунке 5 [6].

					Организация ведения технологических процессов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ технологических методов предназначенных для транспорта высоковязких нефтей			Лит.	Лист	Листов	
Разраб.		Николаев Е.А.									
Руковод.		Крец В.Г.								26	106
Консульт.								НИ ТПУ гр. 256Б			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.									

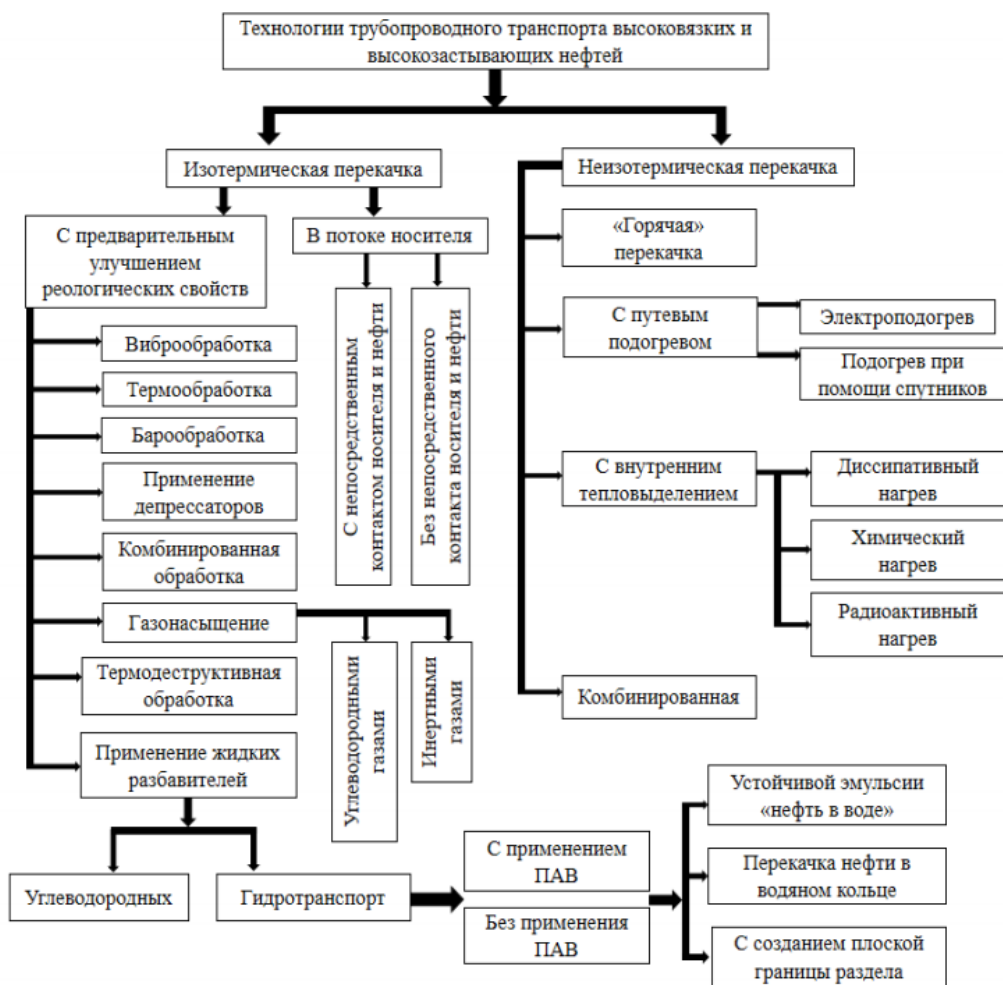


Рисунок 5 – Классификация методов и способов улучшения реологических свойств высоковязких нефтей

Несмотря на широкий перечень технологий представленных выше, их можно условно разделить на два метода взаимодействия на перекачиваемую среду: с изменением температуры перекачиваемой среды – неизотермический метод и без изменения температуры – изотермический.

Существует множество внешних характеристик, влияющих на подбор подходящей технологии транспорта высоковязких нефтей: климатические условия работы, геокриологические условия грунтов, протяженность и производительность трубопровода, компонентный состав нефти и ее реологические свойства и т. д.

Все эти характеристики влияют на условия перекачки. Каждая применяемая технология индивидуальна и обладает как своими

достоинствами, так и недостатками. Из-за этого в настоящее время не существует универсального метода для эффективной перекачки высоковязких нефтей. Поэтому в каждом случае выбор способа перекачки является сложной и комплексной задачей для транспортных компаний и должен быть обоснован как технически, так и экономически.

2.1 Неизотермические методы транспорта

2.1.1 «Горячая» перекачка

Способ «горячей» перекачки является наиболее распространенным для магистральных нефтепроводов. Он заключается в нагреве нефти перед закачкой в трубопровод и ее постепенный подогрев в процессе движения по трубопроводу. Схема такого типа перекачки представлена на рисунке 6.

Нефть поступает на головную насосно-тепловую станцию по промысловому трубопроводу и попадает в резервуарный парк 2. Внутри резервуара установлены теплообменные устройства, поддерживающие необходимую температуру необходимую для дальнейшей выкачки нефти подпорными насосами 3. После прохождения подпорных насосов нефть попадает в дополнительные промысловые подогреватели (печи подогрева) и затем закачивается в магистральный трубопровод 6 с помощью магистральных насосов 5.

Остывающая нефть в трубопроводе, из-за интенсивного теплообмена с окружающей средой, при транспортировке на большие расстояния нуждается в дополнительном подогреве по пути к следующей нефтеперекачивающей станции в путевой печи подогрева 7, которые устанавливаются на трассе трубопровода через каждые 25 - 100 км. Попадая на промежуточную насосную станцию, нефть также подогревают и транспортируют до резервуаров 9 конечного пункта приема.

					Анализ технологических методов предназначенных для транспорта высоковязких нефтей	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

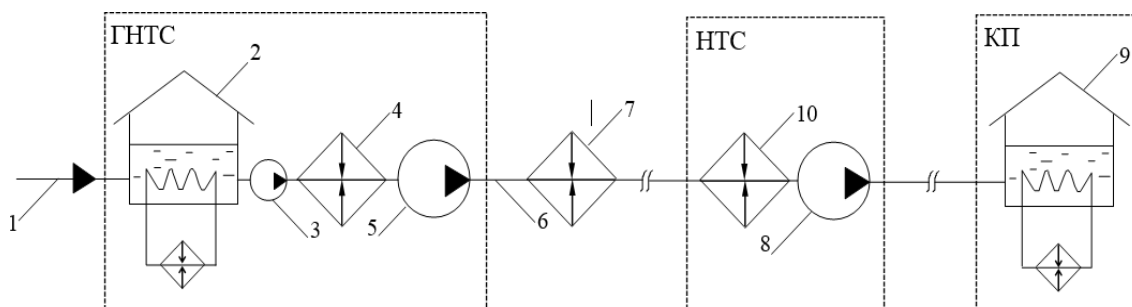


Рисунок 6 – Технологическая схема «горячей перекачки»:

1 – промысловый трубопровод; 2, 9 – резервуары; 3 – подпорный насос; 4, 7, 10 – печи подогрева нефти; 5, 8 – основные насосы; 6 – магистральный трубопровод.

Оборудование насосных станций «горячего» трубопровода ничем не отличается от обычных. Температура транспортируемой нефти достаточно высока, чтобы среда была более текучей, но одновременно не превышает 100 °С. Это позволяет придерживаться оптимальному режиму перекачки.

«Горячую» перекачку высоковязких нефтей обеспечивают поршневые и центробежные насосы. К главным достоинствам поршневых насосов относятся большая высота всасывания (6-7,5 м) и простота конструкции насоса, хотя они малопроизводительны и обладают неравномерной подачей.

Более широкое применение на нефтепроводах имеют центробежные насосы. Их к.п.д. при перекачке нагретой нефти составляет до 80 %. При «горячей» перекачке, как и при обычной, используются типовая технологическая система обвязки с последовательной установкой 2 или 3 рабочих и одного резервного агрегатов.

Рациональней и целесообразнее устанавливать центробежные насосы после печей подогрева или теплообменных агрегатов, поскольку пониженная вязкость перекачиваемой жидкости повышает напор и к.п.д. центробежного насоса и способствует уменьшению потребляемой

мощности насоса. Однако часто, высокое гидравлическое сопротивление на всасывающей линии не позволяет использовать такую схему расстановки, насосу не хватает подпора, что ведет к появлению явления кавитации. Поэтому возможно использовать обратную схему расстановки: подпорные и основные насосы устанавливаются перед теплообменными устройствами и перекачивают холодную нефть с повышенной вязкостью [7].

Главная конструкционная особенность печи подогрева заключается в возможном наличии двух зон подогрева перекачиваемого продукта: радиантную и конвекционную. В зависимости от поставленных технологических задач печи весьма разнообразны по конструктивному своему исполнению. На рисунке 7 представлена классификация структурного оформления трубчатых печей подогрева.

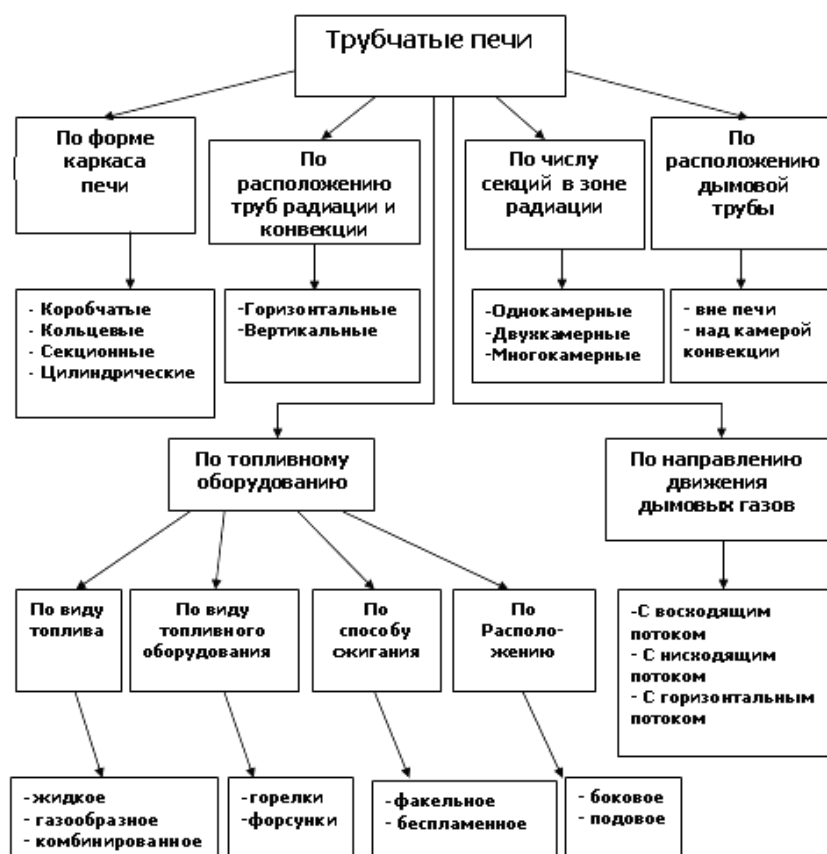


Рисунок 7 – Классификация структурного оформления трубчатых печей

На рисунке 8 представлена типовая технологическая схема трубчато-блочной печи ПТБ-10А. Печь ПТБ-10А представлена в блочном исполнении и предназначена для подогрева нефти и их эмульсий для промысловой подготовки и дальнейшей магистральной транспортировки.

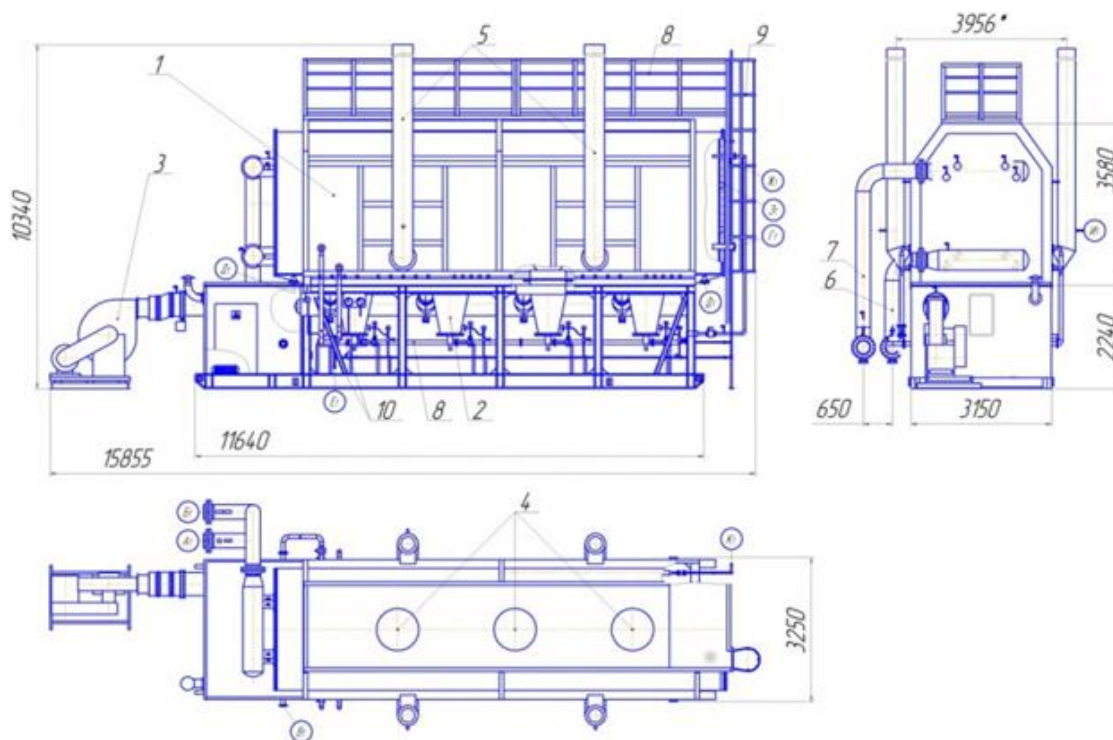


Рисунок 8 – Принципиальная схема блочной трубчатой печи ПТБ-10А:

1 – теплообменная камера; 2 – блок основания печи; 3 – блок вентиляторного агрегата; 4 – блок взрывного клапана; 5 – дымовая труба; 6 – трубопровод входа нефти; 7 – трубопровод выхода нефти; 8 – площадка обслуживания; 9 – стремянка; 10 – трубопровод обвязки змеевика нагрева газа.

Теплообменная камера печи ПТБ-10А выполнена в форме металлического корпуса с круговой теплоизоляцией, внутри которого размещены шесть рядные змеевики из труб оребренной формы. Печь способна работать на жидком, газообразном или комбинированном топливе. Нагрев нефти, проходящей по змеевикам, происходит в теплообменной камере. Теплообменный аппарат, схема которого изображена на рисунке 9, печи ПТБ-10А выполняется только с радиантной

зоной теплообмена (отсутствует конвекционная зона). В печах радиантного типа теплообмен происходит только за счет радиации факела.

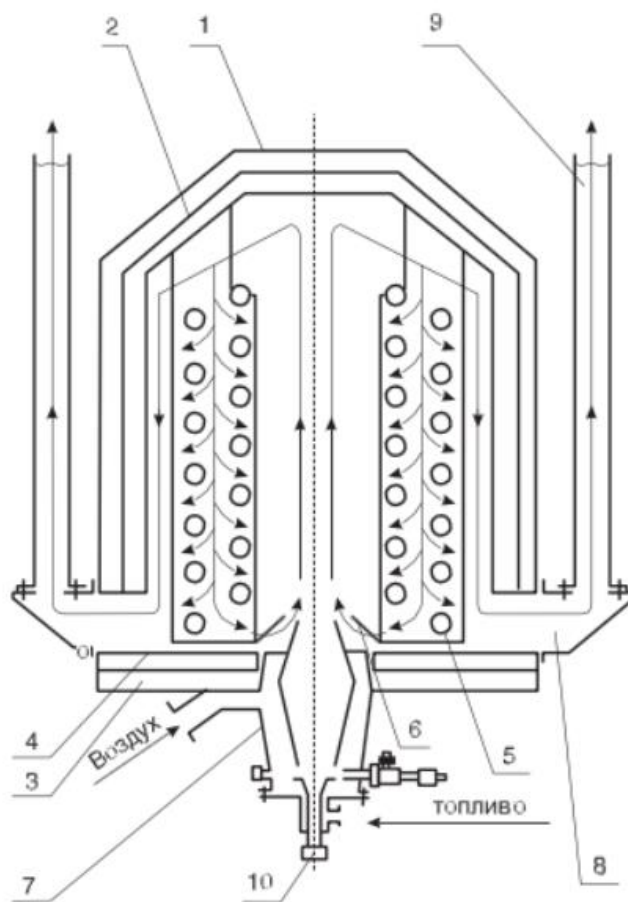


Рисунок 9 – Схема теплообменной камеры печи ПТб-10А:

1 – каркас; 2 – внешняя обшивка; 3 – Тепловая изоляция; 4 – внутренняя обшивка; 5 – змеевик; 6 – направляющая дефлектора; 7 – камера сгорания; 8 – блок взрывных клапанов; 9 – дымовая труба; 10 – устройство контроля пламени [8].

Повышение эффективности транспорта методом «горячей» перекачки вязких углеводородов достигается путем дополнительного ввода в поток перекачиваемой жидкости на станциях подогрева противотурбулентных присадок. Основу таких присадок составляют растворимые в нефти высокомолекулярные полимеры.

Кроме своей основной задачи (снижение гидравлического сопротивления) такие присадки понижают радиальную турбулентность,

частоту турбулентных выбросов потока и следственно уменьшают тепловой обмен между слоями перекачиваемой нефти в радиальном направлении. Особенно этот эффект проявляется у внутренней стенки трубопровода, что снижает и препятствует отводу тепла от подогретой нефти в прилегающий грунт [46].

Таким образом, «горячая» перекачка является наиболее простым, востребованным и распространенным способом транспорта высоковязких нефтей и служит эталоном при проведении технико-экономических расчётов для выбора дальнейшего способа перекачки.

2.1.2 Электроподогрев

Также к группе неизотермических методов относят способ перекачки с применением электроподогрева.

Главный элемент системы электроподогрева является теплоноситель. В основном в качестве теплоносителя используют специальный прилегающий трубопровод-спутник меньшего диаметра, приваренный по всей длине к основному трубопроводу, с проложенным внутри тепловым кабелем под напряжением (рисунок 10). Процесс теплообмена происходит за счет прямого обмена теплоты в теплоизолирующем кожухе между основным трубопроводом и его спутником. Питающий ток выходит из источника напряжения, проходит по кабелю и возвращается обратно к источнику через нагревательный трубопровод (трубопровод спутник) [9].



Рисунок 10 – Электроподогрев с помощью трубопровода спутника

К главным преимуществам такого метода можно отнести: гибкость и широкий диапазон регулировки температур; широкий диапазон использования технологии (обогрев трубопроводов, резервуаров, технологического или вспомогательного оборудования); автоматизированное использование электроподогрева и поддержание заданной температуры; возможность отключения подогрева в несезонное время года; удобность использования для обогрева трубопроводов сложной формы или большой протяженности [10].

Несмотря на все преимущества метода электроподогрева, метода обладает рядом сильных недостатков. При использовании длинных питающих кабелей возникает сложность укладки, протаскивания и их соединения внутри нагревательных трубопроводов. Для соблюдения правил пожарной безопасности возникает необходимость в использовании теплостойких высоковольтных кабелей, которые способны испытывать только малые термические перегрузки, из-за воздействия интенсивных тепловых потоков, способных снизить электрическую прочность изолирующих материалов. Поэтому не допускается превышение температуры изоляционных материалов [9].

Главным недостатком такой технологии являются высокие эксплуатационные затраты на покупку услуг предоставления электроэнергии, а также дороговизна и ненадежность

электронагревательных устройств.

2.2 Изотермические методы транспорта

2.2.1 Гидроперекачка

Суть метода гидроперекачки заключается в одновременной перекачки смеси нефти и воды. Вода, контактируя со стенками трубы, снижает гидравлические потери и упрощает транспортировку нефти.

Одним из самых простых способов является перекачка нефти с помощью искусственно созданного водяного кольца (рисунок 11). Для того чтобы удерживать нефть в центре водяного кольца и избежать ее всплытия используют спиралевидные трубы, которые имеют на своей внутренней поверхности винтовую нарезку или приваренную проволоку (металлические полосы). Такая нарезка придает вращения движущемуся потоку жидкости, отсюда возникают центробежные силы, удерживающиеся более плотную и тяжелую воду у стенок трубопровода. Главный минус такого метода состоит в сложности изготовления винтовых нарезок. Следующий способ получения водяного кольца заключается в подаче воды через кольцевую муфту с отверстиями перпендикулярными потоку нефти. На последнем изображении представлен последний метод основанный на использовании перфорированных стенок, размещенных внутри нефтепровода, с последующей закачкой воды. Такие способы гидротранспорта не получили широкое распространение. Причиной этого является сложность изготовления и реализации конструкций, а также из-за невозможности транспорта кольца на дальние расстояния, из-за неминуемого гравитационного расслоения нефти и воды в полости трубопровода и резкого увеличения перепада давления.

					Анализ технологических методов предназначенных для транспорта высоковязких нефтей	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

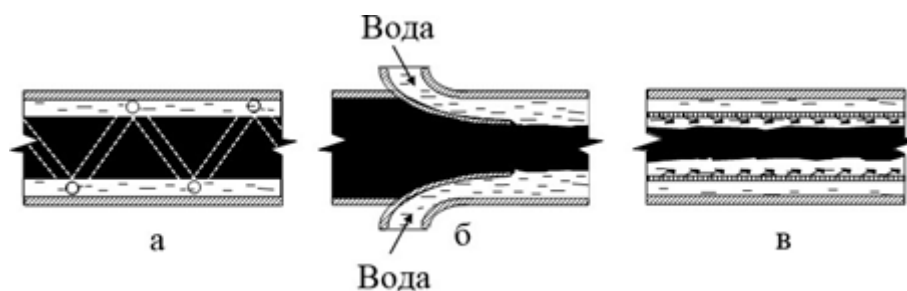


Рисунок 11 – Гидроперекачка нефти с помощью водяного кольца:

а – применение винтовой нарезки; б – применение кольцевой муфты; в – применение перфорированного трубопровода.

Следующий метод гидротранспорта основывается на создании эмульсии типа «нефть в воде». При правильно подобранной пропорции водяная пленка окружает капли высоковязкой нефти, что препятствует прямому контакту нефти с внутренней стенкой нефтепровода (рисунок 12). На стабильность такой эмульсии влияет много факторов: температура, режим течения, концентрация нефти и воды. Для стабилизации эмульсии и нивелирования выше перечисленных факторов, влияющих на нее, а также для придания стенкам нефтепровода гидрофильных свойств, в эмульсию добавляют поверхностно-активные вещества (ПАВ).

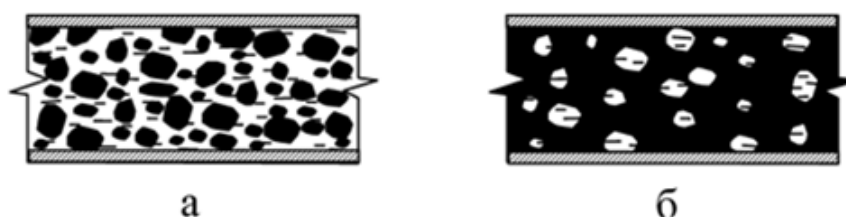


Рисунок 12 – Гидроперекачка с помощью образования эмульсии:

а – эмульсия типа «нефть в воде»; б – эмульсия типа «вода в нефти»

При уменьшении объема воды устойчивость эмульсии снижается, и наоборот, при увеличении объема воды устойчивость эмульсии увеличивается, также как и энергозатраты на перекачку лишнего

балласта. Экспериментально было получено, что минимальное количество воды необходимой для получения устойчивой эмульсии составляет около 30% от общего объема перекачиваемой смеси [11].

При применении этого метода перекачки возникает возможность перемены фазы эмульсии, то есть происходит замена эмульсии «нефть в воде» на эмульсию «вода в нефти» (рисунок 12).

Следующий способ гидроперекачки связан с транспортом нефти и воды без стороннего вмешательства в образование структуры потока (рисунок 13).

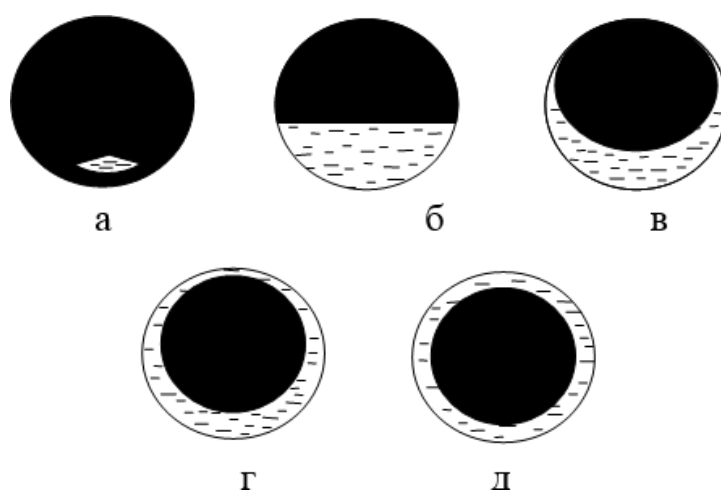


Рисунок 13 – Структурные формы водонефтяного потока при послойной перекачки нефти и воды:

а – линзовая; б – раздельная с плоской границей; в – раздельная с криволинейной границей; г – кольцевая эоцентричная; д – кольцевая центричная.

Суть представленного метода заключается в следующем: по ходу перекачки, между водой и нефтью образуется плоская граница раздела, где часть площади трубы контактирует с менее вязкой водой, следовательно, интенсивность перекачки трубопровода увеличивается, перепад давления уменьшается. Но на практике, такое течение воды с нефтью, без внешнего вмешательства, можно описать с помощью нескольких структурных форм течения, которые переходят из одной в

другую по мере изменения скорости потока. Поэтому, чтобы избежать перепада скорости потока, такой метод используют только на коротких участках промысловых трубопроводах [12].

2.2.2 Использование жидких углеводородных разбавителей и депрессорных присадок

Использование углеводородных разбавителей приводит к улучшению реологических свойств перекачиваемой нефти. Они способствуют снижению вязкости, напряжения сдвига и температуры застывания нефти, путём понижения концентрации в ней парафина, который растворяется в легких фракциях углеводородного разбавителя.

Использование разбавителей достаточно широко. Использование таких разбавителей как маловязкие нефти наиболее рационально и целесообразно. Разбавление с помощью нефтепродуктов (бензина или керосина) не применяется ввиду больших затрат на доставку их к самому месторождению.

На месторождениях, где возможна добыча нефтей с разными свойствами, возможно применение технологии компаундирования. Компаундирования – это процесс управляемого смешения двух разных потоков нефти с целью получения итогового потока нефти с лучшими технологическими характеристиками. При использовании такой технологии появляется возможность разбавления высоковязких нефтей маловязкими, снижая в итоге концентрацию парафинистых соединений, что облегчает процесс дальнейшей перекачки.

Для достижения максимального улучшения реологических свойств, процесс смешения следует проводить при температуре на 3-5 градусов выше, чем температура застывания вязкого компонента. При неблагоприятных условиях смешивания, качество итоговой смеси уменьшается, что может стать причиной расслоения потока [13].

Для улучшения реологических свойств, как в России, так и за

					Анализ технологических методов предназначенных для транспорта высоковязких нефтей	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

рубежом, используют специальные нефтерастворимые присадки.

Типичными природными представителями присадок являются асфальто-смолистые вещества. Добавление компонентов с богатым содержанием асфальто-смолистых веществ (битум, гудрон и др.) приводит к улучшению реологических показателей исходной высоковязкой нефти.

Для достижения большей эффективности применяют специальные присадки, разработанные для компонентного состава нефти. Такие присадки представляют из себя полимерные поверхностно-активные вещества, которые, адсорбируясь на поверхности новообразованных кристаллов парафина, мешают их росту. Для высокопарафинистых нефтей эффективными отечественными присадками служат присадки типа ДН-1, ВЭС-503, ПМА-Д, Азамет и др [14].

Для эффективного применения присадок рекомендуется вводить их в предварительно разогретый поток нефти. Температура нефти должна быть порядка 60-70 °С, когда большая часть твердых соединений парафина уже находятся в растворенном состоянии. Также на эффективное их использование влияет интенсивность перемешивания потока и темпы охлаждения нефти. При дальнейшей перекачке с использованием присадок промежуточной подогрев не требуется.

2.2.3 Термообработка высоковязких нефтей

Метод термообработки заключается в предварительном нагреве нефти до определенной температуры и последующем постепенном охлаждении ее с заданной скоростью для улучшения итоговых реологических свойств. Для успешного применения данного метода необходимо соблюдения ряда технологических принципов:

1. Метод термообработки результативен и справедлив только для парафинистых нефтей;
2. Для использования метода необходимо достаточное содержание асфальто-смолистых веществ в нефти;

					Анализ технологических методов предназначенных для транспорта высоковязких нефтей	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

3. Метод эффективен только при нагреве нефти до температуры плавления парафинов;

4. Метод эффективен при определенной скорости остывания нефти.

Главный принцип метода основан на улучшении реологических свойств нефти, за счет изменения процесса структурообразования парафина в процессе его кристаллизации.

При обычных условиях перекачки и при естественном охлаждении нефти, парафин, кристаллизуясь, образует кристаллическую структуру, придающее нефти свойства твердого тела. Прочность такой структуры зависит от количества парафина и размеров образующихся кристаллов, чем они меньше, тем получаемая структура прочнее и наоборот. На процесс образования таких структур влияет соотношение скорости образования центров кристаллизации к скорости роста уже образованных кристаллов.

В процессе охлаждения происходит кристаллизация парафинов с одновременным процессом адсорбции асфальто-смолистых веществ на этих же кристаллах. Таким образом, асфальто-смолистые вещества, адсорбируясь, снижают поверхностное натяжение между кристаллами, что стимулирует к соединению уже образованных кристаллов и появлению достаточно кристалльных образований. Одновременно с этим, наличие асфальто-смолистых веществ на поверхности таких кристаллов ведет к ослаблению сил коагуляционного сцепления, что препятствует соединению кристаллов и образованию крепкой парафиновой структуры [9].

Главным моментом технологии термообработки является процесс первоначального нагрева нефти. На рисунке 14 представлена влияние температуры нагрева на реологические свойства нефти.

					Анализ технологических методов предназначенных для транспорта высоковязких нефтей	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

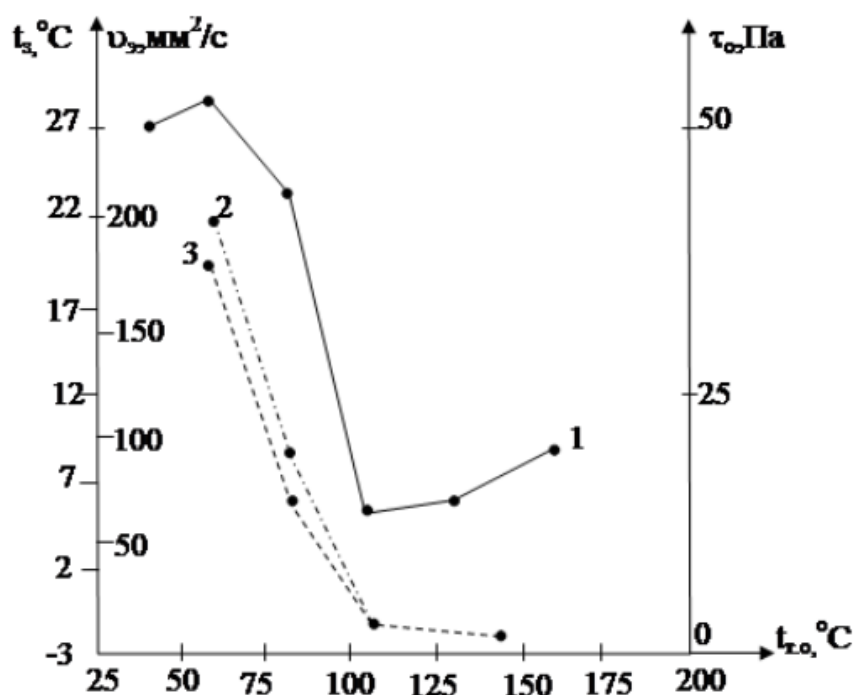


Рисунок 14 – Влияние температуры термообработки на реологические параметры нефти:

1 – температура застывания; 2 – эффективная кинематическая вязкость; 3 - начальное напряжение сдвига.

Из график видно, что при недостаточной термообработке нефти (при $t_{т.о.} < 65\text{ }^\circ\text{C}$) температура застывания нефти увеличивается, и при чрезмерной термообработке (при $t_{т.о.} > 105\text{ }^\circ\text{C}$) также увеличивается. Несоблюдение температурных рамок при термообработке нефтей способно даже ухудшить показатели реологических свойств.

На рисунке 15 представлена принципиальная технологическая схема транспорта нефти с использованием технологии термообработки:

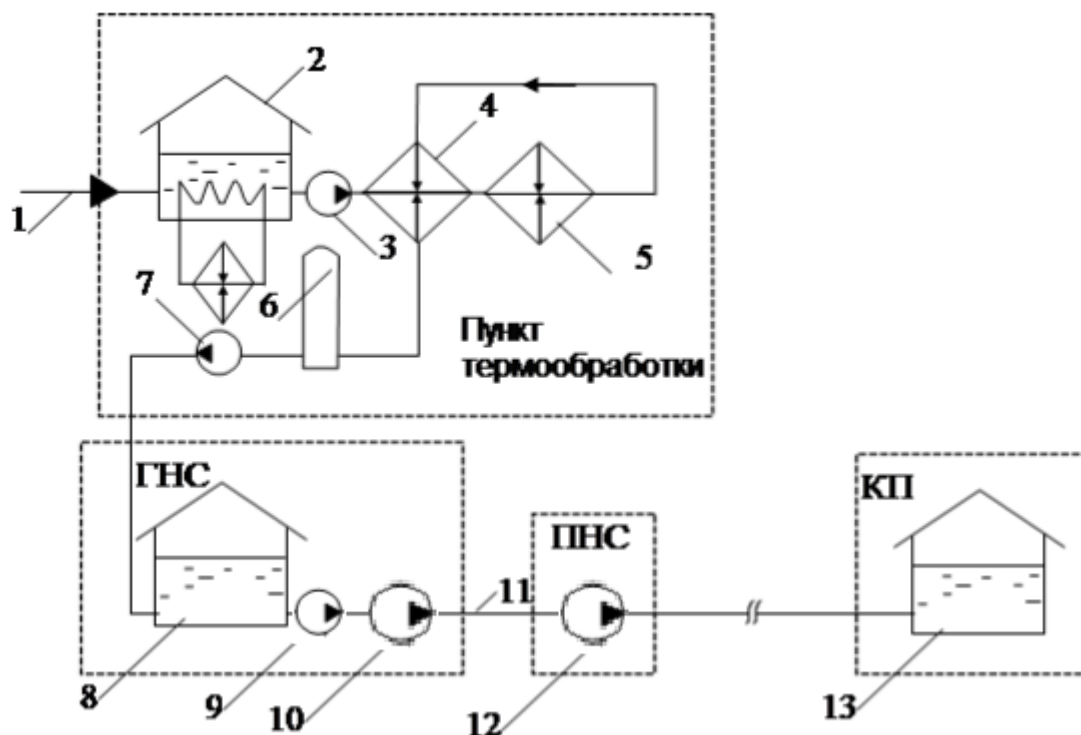


Рисунок 15 – Технологическая схема перекачки с использованием технологии термообработки:

1 – подводящий трубопровод; 2, 8, 13 – резервуары; 3, 7 – технологические насосы; 4 – теплообменное устройство; 5 – печь подогрева нефти; 6 – колонны статистического охлаждения; 7 – подпорный насос; 10, 12 – основные насосы; 11 – магистральный трубопровод; ГНС – головная насосная станция; ПНС – промежуточная насосная станция; КП – конечный пункт.

Необходимо обозначить, что полученные реологические параметры термообработанной нефти со временем ухудшаются и достигают своих показателей до термообработки. Скорость изменения параметров зависит от химического состава нефти и соблюдения технологий термообработки.

2.2.4 Улучшение реологических свойств комплексными методами

Метод основывается на механическом разрушении парафинистой

					Анализ технологических методов предназначенных для транспорта высоковязких нефтей	Лист 42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

структуры, образованной в нефти. Для появления такой структуры нефть следует сначала охладить. После разрушения, содержащиеся в компонентном составе нефти, смолы и асфальтены препятствуют повторному образованию парафинистой структуры, «обволакивая» осколки парафинистой структуры.

Разрушения парафинистых структур происходит с помощью метода виброобработки, используя специальные мешалки или сетки (рисунок 16).

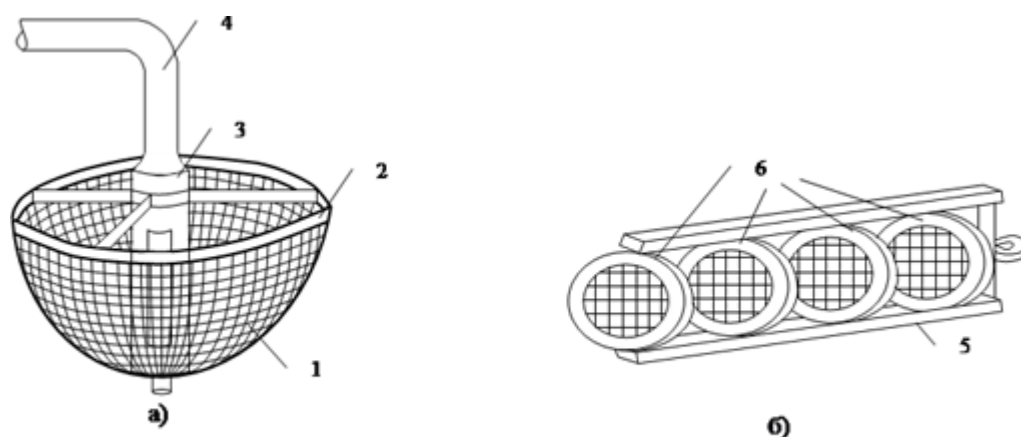


Рисунок 16 – Устройства для механической обработки нефтей:

а – для емкостей хранения нефти; б – для трубопровода; 1 – сито; 2 – пояс; 3 – вибрирующее устройство; 4 – технологический трубопровод; 5 – каркас устройства; 6 – сеточные кольца.

При виброобработке размер ячеек сита составляет от 1,5 до 8,0 мм при частоте колебаний от 20 до 250 Гц. Это следует из того, что при частоте 20 Гц и ниже не происходит разрушения структуры образованного парафина, а при частоте 250 Гц и выше вибросито вырывает застывшую нефть кусками, не успевая разрушить образованный парафин [15].

Метод эффективен только при наличии в компонентном составе нефти достаточного количества асфальто-смолистых веществ. Без их наличия структурная решетка парафина восстанавливается достаточно быстро, что ведет к нулевому результату использования такого метода. По

мере роста концентрации асфальто-смолистых веществ, продолжительность эффекта виброобработки увеличивается, сохраняя дольше улучшенные реологические свойства нефти.

Такой метод виброобработки уместен при использовании в малых масштабах, так как производительность установок крайне мала. Область применения метода составляет: откачка застывших нефтей из земляных амбаров и резервуаров, применение на технологических трубопроводах.

Более производительная схема установка виброобработки высоковязкой нефти представлена на рисунке 17.

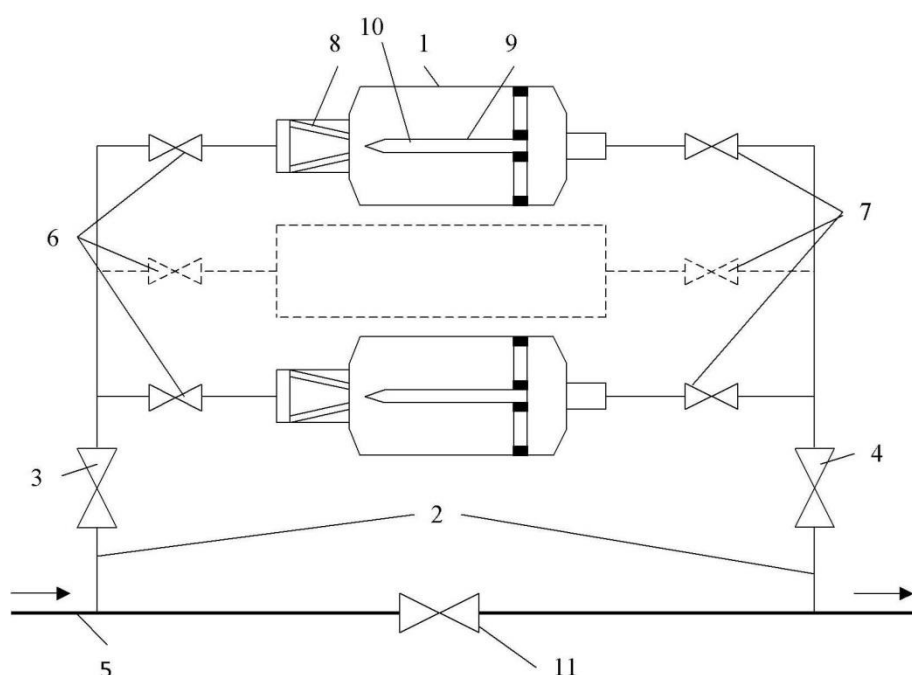


Рисунок 17 – Схема установки виброобработки нефти:

1 – резонатор; 2 – байпасный трубопровод; 3 – выходное запорное устройство; 4 – выходное запорное устройство; 5 – магистральный трубопровод; 6 – входные запорные краны; 7 – выходные запорные краны; 8 – щелевое сопло резонатора; 9 – резонаторная пластина; 10 – заострённая кромка резонаторной пластины.

Количество акустических резонаторов подбирается таким путем, чтобы сумма площадей щелевых сопел всех задействованных резонаторов обеспечивала в полной мере требуемый расход нефти. Количество задействованных резонаторов может быть изменено путем перекрытия

соответствующих запорных кранов 6 и 7.

При значении вязкости перекачиваемой нефти, входящей в допустимые пределы, такая модель установки позволяет пропускать поток нефти напрямую, минуя байпасную линию с резонаторами [47].

В качестве акустических резонаторных установок возможно использование акустических смесителей. При подаче в смеситель одного компонента (высоковязкой нефти) смеситель способен выполнять функцию акустической обработки. Схема устройства акустического резонатора представлена на рисунке 18.

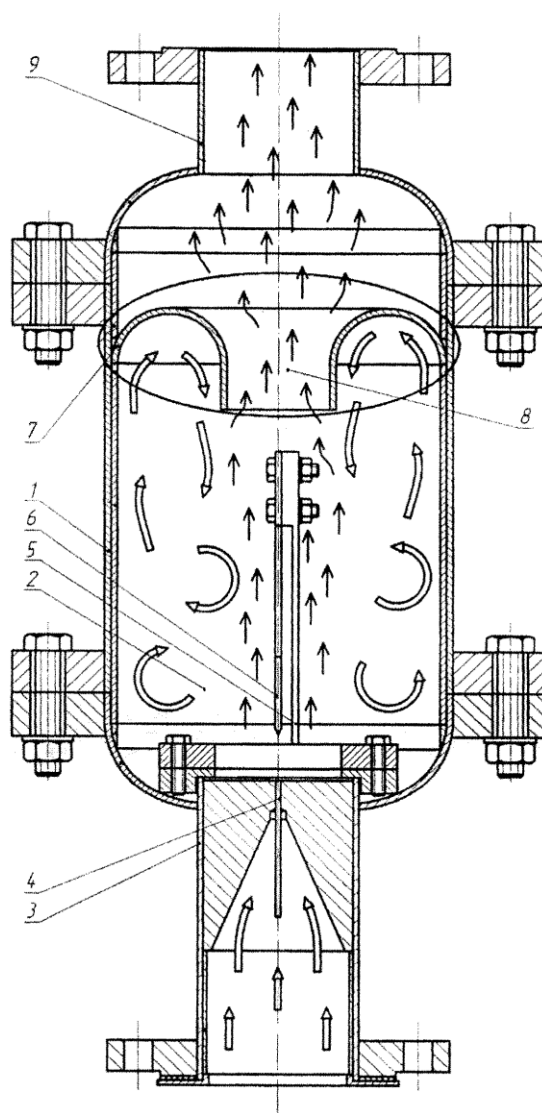


Рисунок 18 – Устройство акустического резонатора

1 – корпус резонатора; 2 – резонаторная камера; 3 – впускной патрубок; 4 – щелевое сопло; 5 – установочная стойка; 6 – резонатор; 7 –

Анализ технологических методов предназначенных для					Лист
транспорта высоковязких нефтей					45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

отражатель потока; 8 – выходное отверстие резонатора; 9 – выходной патрубок.

Принцип работы устройства основан на воздействии потока нефти на резонатор 6, возбуждая в нем ультразвуковые колебания.

Нефть через впускной патрубок 3 подается к щелевому соплу 4, после выхода нефти в резонаторную камеру, поток взаимодействует с пластиной резонатора 6, возбуждая ультразвуковые колебания и гидродинамическую кавитацию на кромках пластины. Та часть потока, которая прошла акустическое взаимодействие резонатора 6, направляется к выходному отверстию резонатора 8, а следом к выходному патрубку 9.

Часть потока, которая не прошла зону максимального акустического воздействия, проходит вдоль корпуса резонатора 1 к отражателям потока 7, которые возвращают акустически не обработанную нефть в зону акустической обработки вблизи резонатора 6, и в дальнейшем, поток, попадая в гидродинамическое русло, проходит к выходному отверстию установки 8. Таким образом, максимальный объем перекачиваемой нефти проходит акустическую обработку [48].

Такая схема установки виброобработки нефти с предложенными акустическими резонаторами отличается повышенной производительностью и гибкой возможностью настройки установок.

3. Расчетная часть

В расчетной части проведем сравнения эффективности двух самых распространенных методов перекачки высоковязких нефтей: метод «горячей» перекачки и метод добавления в перекачиваемую среду депрессорной присадки. Сначала определим толщину стенки рассматриваемого трубопровода, проведем проверку трубопровода на прочность и на возможные пластические деформации, затем рассчитаем потери напора на трения и потери давления в трубопроводе без применения специальных средств. Все необходимые параметры для расчета представлены в таблице 3:

Таблица 3 – Исходные данные для расчетной части

Наименование показателя	Условное обозначение, единица измерения	Значение показателя
Расчетное давление	p , МПа	6
Марка стали	-	13Г1С-У
Предел текучести	δ_T , Н/мм ²	373
Временное сопротивление	δ_B , Н/мм ²	540
Коэффициент условий работы трубопровода	m	0,9
Коэффициент надежности по материалу	k_1	1,4
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	k_H	1
Коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению	n	1,1
Коэффициент линейного расширения металла труб	α_t	$1,2 \cdot 10^{-5}$
Модуль упругости стали	E , МПа	$2,1 \cdot 10^5$
Массовый расход транспортируемой нефти по нефтепроводу	G , кг/с	429
Средняя абсолютная шероховатость труб	Δ , мм	0,2

					Организация ведения технологических процессов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Николаев Е.А.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Крец В.Г.					47	106	
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2Б6Б			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							

Продолжение таблицы 3:

Длина участка трубопровода	L, м	40000
Кинематическая вязкость нефти	ν , мм ² /с	150
Кинематическая вязкость нефти с добавлением присадки	$\nu_{пр}$, мм ² /с	115
Кинематическая вязкость нефти в конечной точке	ν_k , мм ² /с	190
Начальная температура перекачиваемая нефти	t_0 , 0C	30
Температура подогрева нефти	t_0 , 0C	80
Температура нефти в конечной точке	t_k , 0C	25

Все характеристики стали взяты согласно ГОСТ 10705-80 «Трубы стальные электросварные. Технические условия» [16].

3.1 Определение толщины стенки трубопровода

Расчетная толщина стенки трубопровода δ определяется по формуле 3.1 [17]:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n \cdot p)}, \quad (3.1)$$

где n – коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

$n=1,1$; нагрузка и воздействие – внутреннее давление для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 700-1200 мм с промежуточными НПС без подключения емкостей [17];

p – рабочее давление, $p = 6$ МПа;

D_H – наружный диаметр трубы, $D_H = 720$ мм;

R_1 – расчетное сопротивление растяжению, МПа, определяемое по формуле 3.2:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (3.2)$$

					Расчетная часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где m – коэффициент условий работы трубопровода;

$m=0,9$, так осуществляется транспорт нефтепродуктов с помощью нефтепроводов диаметром 700-1200 мм с промежуточными НПС без подключения емкостей [17];

k_I – коэффициент надежности по материалу, значение коэффициента выбрано из приложения 39 [17], $k_I=1,4$;

k_H – коэффициент надежности по ответственности трубопровода, значение коэффициента согласно приложению 37 [17], $k_H=1$;

R_1^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб, принимается равному минимальному значению временного сопротивления стали 13Г1С-У, значение коэффициента выбрано из приложения 40 [17], $R_1^H = 540$ МПа.

$$R_1 = \frac{540 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1} = 347 \text{ МПа};$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6 \cdot 720}{2 \cdot (347 + 1,1 \cdot 6)} = 7,09 \text{ мм}.$$

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений, толщина стенки определяется по формуле 3.3 [17]:

$$\delta = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot p)}, \quad (3.3)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяется формуле 3.4:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{пр.N}}{R_1}, \quad (3.4)$$

где $\sigma_{пр.N}$ – продольное осевое сжимающее напряжение, МПа.

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha_t \cdot E \cdot \Delta t + 0,3 \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}, \quad (3.5)$$

где α_t – коэффициент линейного расширения металла труб, $\alpha_t = 1,2 \cdot 10^{-5}$;

					Расчетная часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Δt – расчетный температурный перепад, $\Delta t = 96,4$;

E – модуль упругости стали, $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа согласно приложению 38 [17];

$D_{вн}$ – диаметр внутренний, мм, с толщиной стенки δ_n .

$$D_{вн} = D_n - 2 \cdot \delta_n ; \quad (3.6)$$

$$\sigma_{пр.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 96,4 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 6 \cdot 705,8}{2 \cdot 7,09} = -144,37 \text{ МПа};$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-144,37|}{347} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-144,37|}{347} = 0,72;$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6 \cdot 720}{2 \cdot (347 \cdot 0,72 + 1,1 \cdot 6)} = 9,3 \text{ мм.}$$

Если мы примем эту толщину стенки трубы, то значение продольных осевых напряжений будет составлять:

$$\sigma_{пр.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 96,4 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 6 \cdot 705,8}{2 \cdot 9,3} = -167,8 \text{ МПа};$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-167,8|}{347} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-167,8|}{347} = 0,67;$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 6 \cdot 720}{2 \cdot (347 \cdot 0,67 + 1,1 \cdot 6)} = 10 \text{ мм.}$$

Толщину стенки труб следует принять не менее $\frac{1}{140} D_n$, но не менее 4 мм – для труб условным диаметром свыше 200 мм:

$$\delta = \frac{720}{140} = 5,14 < 10 \text{ мм.}$$

По результатам расчета значение стенки трубы составляет 10 мм.

3.2 Проверка на прочность трубопровода в продольном направлении

Проверку подземных трубопроводов на прочность в продольном направлении следует производить из следующего условия 3.7 [17]:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 \cdot R_1 ; \quad (3.7)$$

$$\sigma_{пр.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 96,4 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 6 \cdot 700}{2 \cdot 10} = -173,6 \text{ МПа},$$

					Расчетная часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где: $\sigma_{пр.N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий (определяемое по формуле 3.8 для принятой толщины стенки трубопровода);

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{пр.N} > 1$) принимаемый равным единице, при сжимающих определяется по формуле 3.9:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H}; \quad (3.8)$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1}; \quad (3.9)$$

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \cdot 6 \cdot 700}{2 \cdot 10} = 231 \text{ МПа};$$

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{231}{347}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{231}{347} = 0,49;$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,49 \cdot 347 = 176,07 \text{ МПа}.$$

Следовательно, условие 3.7 выполняется:

$$|-173,6 \text{ МПа}| < 176,07 \text{ МПа}.$$

3.3 Проверка на пластические деформации трубопровода

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов в продольном и кольцевом направлениях проверку производят по условиям 3.10 и 3.11:

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H; \quad (3.10)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (3.11)$$

где: R_2^H – предел текучести стали, согласно приложению 40 [17], $R_2^H = 390 \text{ МПа}$;

$\sigma_{пр}^H$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий определяется по

					Расчетная часть	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

формуле 3.12 [17] :

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2R}, \quad (3.12)$$

где R – радиус упругого изгиба, мм, $R = 1000 \cdot D_{\text{H}}$;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} \geq 0$), принимаемый равной единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} \leq 0$), определяемый по формуле 3.13:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}}. \quad (3.13)$$

Кольцевые напряжения от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления определяются по формуле 3.14 [17]:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{H}}}; \quad (3.14)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{6 \cdot 700}{2 \cdot 10} = 210 \approx 210 \text{ МПа};$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{210}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 390} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{210}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 390} = 0,56.$$

Положительное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 210 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 96,4 + \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 720}{2 \cdot 1000 \cdot 720} = 75 \text{ МПа}.$$

Отрицательное значение продольного напряжения от нормативных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 210 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 96,4 - \frac{2,1 \cdot 10^5 \cdot 720}{2 \cdot 1000 \cdot 720} = -211,4 \text{ МПа};$$

$$\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} = 1 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 390 = 390 \text{ МПа, т. к. } \sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} > 0, \text{ то } \psi_3 = 1;$$

					Расчетная часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = 0,56 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 390 = 218,4 \text{ МПа, при } \sigma_{\text{пр}}^H < 0, \psi_3 = 0,56.$$

Условие 3.10 для положительного значения продольного напряжения от нормативных нагрузок выполняется:

$$75 \leq 1 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 390.$$

$75 \leq 390$ – условие 3.10 выполняется.

Условие 3.10 для отрицательного перепада температур:

$$-211,4 \leq 0,56 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 390$$

$|-211,4| \leq 218,4$ – условие 3.13 соблюдается.

Условие 3.11 по нормативным кольцевым напряжениям также соблюдается:

$$210 \leq \frac{0,9}{0,9 \cdot 1} \cdot 400.$$

$210 \leq 400$ – условие 3.11 выполняется.

3.4 Расчет потерь давления и напора на трение при перекачке высоковязкой нефти без добавления депрессорной присадки

Для максимально эффективной эксплуатации необходимо иметь гидравлические характеристики трубопроводных систем, без которых нельзя выстроить достоверную производительность трубопровода.

Конечная цель гидравлического расчета трубопроводов – обеспечение заданной производительности перекачки.

Найдем объемный расход нефти из условия 3.15 [18]:

$$Q = \frac{G}{\rho}, \quad (3.15)$$

где: G – массовый расход транспортируемой нефти по нефтепроводу (429 кг/с);

ρ – плотность нефти (900 кг/м³).

$$Q = \frac{G}{\rho} = \frac{429}{850} = 0,477 \text{ м}^3/\text{с}.$$

					Расчетная часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Внутренний диаметр трубопровода определим по формуле 3.16 [18]:

$$d = D - 2\sigma; \quad (3.16)$$

где: D – внешний диаметр нефтепровода (720 мм);

δ - толщина стенки (10 мм).

$$d = D - 2\delta = 720 - 2 \cdot 10 = 700 \text{ мм.}$$

Для трубопроводов круглого сечения площадь поперечного сечения рассчитывается формуле 3.17 [18]:

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 0,785 \cdot d^2, \quad (3.17)$$

где: π – число пи ($\pi = 3,14$);

d - внутренний диаметр нефтепровода (700 мм).

$$S = 0,785 \cdot 0,7^2 = 0,35 \text{ м}^2.$$

Линейная скорость потока рассчитывается по формуле 3.18 [18]:

$$\omega = \frac{Q}{S}, \quad (3.18)$$

где: Q - объемный расход (0,477 м³/с);

S - площадь поперечного сечения нефтепровода (0,35 м²).

$$\omega = \frac{Q}{S} = \frac{0,477}{0,35} = 1,36 \text{ м/с.}$$

Проверка режима течения по условию 3.19 [18]:

$$Re = \frac{\omega \cdot d}{\nu}, \quad (3.19)$$

где: ω – линейная скорость потока;

d – внутренний диаметр (700 мм);

ν – кинематическая вязкость нефти без присадки (150 мм²/с).

$$Re = \frac{\omega \cdot d}{\nu} = \frac{1,36 \cdot 0,7}{0,00015} = 6347.$$

Определяем зону и режим течения трубопровода.

Так как $Re > Re_{кр}$ ($Re_{кр} = 2320$) имеет место турбулентный режим, зона гидравлически гладких труб (зона Блазиуса).

Зона гидравлически гладких труб определяется из условия 3.20 [18]

					Расчетная часть	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Re_{кр} < Re \leq 10 \cdot \frac{d}{\Delta}, \quad (3.20)$$

где: d – внутренний диаметр нефтепровода;

Δ – средняя абсолютная шероховатость (0,2).

$$Re_{кр} < 6347 \leq 35000$$

Находим коэффициент гидравлического сопротивления, который зависит от параметра Рейнольдса по условию 3.21 (зона гидравлических гладких труб) [18]:

$$\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.25}}; \quad (3.21)$$

$$\lambda = \frac{0.3164}{6347^{0.25}} = 0,0354.$$

Потери напора на трение в трубопроводе определим по формуле 3.22 [18]:

$$h_T = l \cdot \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g}, \quad (3.22)$$

где: l – длина участка (40000 м);

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

ω – линейная скорость потока;

d – внутренний диаметр нефтепровода;

g – ускорение свободного падения (9,81 м/с²).

$$h_T = l \cdot \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} = 40000 \cdot \frac{0,0354 \cdot 1,36^2}{0,7 \cdot 2 \cdot 9,81} = 190,67 \text{ м.}$$

Потери давления в трубопроводе найдем по формуле 3.23 [18]:

$$\Delta P = l \cdot \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} \cdot \rho, \quad (3.23)$$

l – длина участка;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

ω – линейная скорость потока;

d – внутренний диаметр нефтепровода;

g – ускорение свободного падения;

					Расчетная часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ρ – плотность нефти без присадки ($900 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$).

$$\Delta P = 1 \cdot \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} \cdot \rho = 40000 \cdot \frac{0,0354 \cdot 1,36^2}{0,7 \cdot 2 \cdot 9,81} \cdot 900 = 0,172 \text{ МПа.}$$

3.5 Расчет потерь давления и напора при перекачке высоковязкой нефти с добавлением депрессорной присадки

Плотность смеси определим по формуле 3.24 [35]:

$$\rho_{\text{см}} = \frac{1}{V} \sum_i V_i \rho_i \quad (3.24)$$

где ρ_i – плотность i -го нефтепродукта объемом V_i в общем объеме V .

$$\begin{aligned} \rho_{\text{см}} &= \frac{(\rho_{\text{н}} \cdot V_{\text{н}} + V_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{п}} + \rho_{\text{м}} \cdot V_{\text{м}})}{V_{\text{см}}} \\ &= \frac{(900 \cdot 0,995 + 850 \cdot 0,0025 + 800 \cdot 0,0025)}{1000} = 899 \text{ кг/м}^3 \end{aligned}$$

где $\rho_{\text{н}}, \rho_{\text{п}}, \rho_{\text{м}}$ – плотности нефти (900 кг/м^3), присадки (850 кг/м^3) и масла (800 кг/м^3) (растворителя) соответственно;

$V_{\text{н}}, V_{\text{п}}, V_{\text{м}}$ – объем нефти, присадки и масла (растворителя) соответственно, V – общий объем.

Проверка режима течения по условию 3.19 [18]:

$$\text{Re} = \frac{\omega \cdot d}{\nu_{\text{нп}}}, \quad (3.19)$$

где: ω – линейная скорость потока;

d – внутренний диаметр;

$\nu_{\text{нп}}$ – кинематическая вязкость нефти с добавлением присадки ($115 \text{ мм}^2/\text{с}$).

$$\text{Re} = \frac{\omega \cdot d}{\nu_{\text{нп}}} = \frac{1,37 \cdot 0,7}{0,000115} = 8339.$$

Определяем зону и режим течения трубопровода.

Так как $\text{Re} > \text{Re}_{\text{кр}}$ ($\text{Re}_{\text{кр}} = 2320$) имеет место турбулентный режим, зона гидравлически гладких труб (зона Блазиуса).

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Зона гидравлически гладких труб определяется из условия 3.20 [18]

$$Re_{кр} < Re \leq 10 \cdot \frac{d}{\Delta}, \quad (3.20)$$

где: d – внутренний диаметр нефтепровода;

Δ – средняя абсолютная шероховатость (0,2).

$$Re_{кр} < 8339 \leq 35000$$

Находим коэффициент гидравлического сопротивления, который зависит от параметра Рейнольдса по условию 3.21 (зона гидравлически гладких труб) [18]:

$$\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0,25}}, \quad (3.21)$$

где: Re – число Рейнольдса.

$$\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{8339^{0,25}} = 0,033.$$

Потери напора на трение в трубопроводе определим по формуле 3.22 [18]:

$$h_T = l \cdot \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} = 40000 \cdot \frac{0,033 \cdot 1,37^2}{0,7 \cdot 2 \cdot 9,81} = 180,3 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Потери давления в трубопроводе найдем по формуле 3.23:

$$\Delta P = l \cdot \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} \cdot \rho, \quad (3.23)$$

l – длина участка;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

ω – линейная скорость потока;

d – внутренний диаметр нефтепровода;

g – ускорение свободного падения;

ρ – плотность нефти.

$$\Delta P = l \cdot \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} \cdot \rho = 40000 \cdot \frac{0,033 \cdot 1,37^2}{0,7 \cdot 2 \cdot 9,81} \cdot 899 = 0,1622 \text{ МПа.}$$

Рассчитаем различия в потери напора и давления при перекачке нефти с добавлением депрессорной присадки и без из равенства 3.25:

$$\Delta h_T = h_{Tч} - h_{ТП}, \quad (3.25)$$

					Расчетная часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где: $h_{Tч}$ — потери напора при перекачке нефти без добавления присадки;

$h_{Tп}$ — потери напора при перекачке нефти с добавлением присадки.

$$\Delta h_T = h_{Tч} - h_{Tп} = 190,67 - 180,3 = 10,37 \text{ м.}$$

Рассчитаем снижение потери напора в процентах при добавление депрессорной присадки из выражения 3.26:

$$h_{Tc} = \frac{\Delta h_T}{h_{Tч}} \cdot 100\%; \quad (3.26)$$

$$h_{Tc} = \frac{\Delta h_T}{h_{Tч}} \cdot 100\% = \frac{10,37}{190,67} \cdot 100\% = 5,4\%.$$

Рассчитаем изменение в потерях давления при перекачке нефти с добавлением депрессорной присадки и без по формуле 3.27:

$$\Delta P = \Delta P_{ч} - \Delta P_{п}, \quad (3.27)$$

где: $\Delta P_{ч}$ - потери давления при перекачке нефти без добавления депрессорной присадки;

$\Delta P_{п}$ — потери давления с добавлением депрессорной присадки.

$$\Delta P = 0,172 - 0,1622 = 0,0098 \text{ МПа.}$$

Рассчитаем процентное снижение в потерях давления при добавлении депрессорной присадки из равенства 3.28:

$$P_c = \frac{\Delta P}{P_{ч}}; \quad (3.28)$$

$$P_c = \frac{\Delta P}{P_{ч}} = \frac{0,0098}{0,172} \cdot 100\% = 4,1 \text{ \%}.$$

3.6 Расчет потерь давления и напора при перекачке высоковязкой нефти методом «горячей» перекачки

В случае отсутствия точной вязкостно-температурной характеристики, которая получается экспериментальным путем, для нахождения точного значения кинематической вязкости нефти можно прибегнуть к аналитическому решению.

					Расчетная часть	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определим вязкость нефти после ее подогрева по эмпирической формуле Филонова [19]:

$$\nu = \nu_0 \cdot e^{-u(t_{\text{п}} - t_0)}, \quad (3.29)$$

где: ν – кинематическая вязкость нефти после ее подогрева;

ν_0 – начальная кинематическая вязкость нефти, $\nu_0 = 150 \text{ мм}^2/\text{с}$;

t_0 – начальная температура перекачиваемая нефти, $t_0 = 30 \text{ }^\circ\text{C}$;

$t_{\text{п}}$ – температура подогрева нефти, $t_{\text{п}} = 80 \text{ }^\circ\text{C}$;

u – коэффициент крутизны вискограммы, $1/^\circ\text{C}$, определяется по следующей формуле [19]:

$$u = \frac{1}{t_{\text{к}} - t_0} \cdot \ln \frac{\nu_0}{\nu_{\text{к}}}, \quad (3.30)$$

где: t_0 – начальная температура перекачиваемая нефти, $t_0 = 30 \text{ }^\circ\text{C}$;

$t_{\text{к}}$ – температура нефти в конечной точке, $t_{\text{к}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$;

ν_0 – начальная кинематическая вязкость нефти, $\nu_0 = 150 \text{ мм}^2/\text{с}$;

$\nu_{\text{к}}$ – кинематическая вязкость нефти в конечной точке, $\nu_{\text{к}} = 190 \text{ мм}^2/\text{с}$.

$$u = \frac{1}{25 - 30} \cdot \ln \frac{150}{190} = 0,0473 \text{ } 1/^\circ\text{C};$$

$$\nu = 150 \cdot e^{-0,0473(80 - 30)} = 14,1 \text{ мм}^2/\text{с}.$$

При перекачке изначально подогретой нефти, в трубопроводе есть вероятность смены режима с турбулентного на ламинарный поток. В таком случае определим критическую температуру, при которой произойдет смена режима перекачки, по следующей формуле [19]:

$$t_{\text{кр}} = t_{\text{п}} + \frac{1}{u} \ln \frac{\nu_{\text{п}} \cdot \pi \cdot d \cdot Re_{\text{кр}}}{4 \cdot Q}, \quad (3.31)$$

где: $t_{\text{кр}}$ – критическая температура;

$t_{\text{п}}$ – температура подогрева нефти, $t_{\text{п}} = 80 \text{ }^\circ\text{C}$;

$\nu_{\text{п}}$ – кинематическая вязкость подогретой нефти, $\nu_{\text{п}} = 14,1 \text{ мм}^2/\text{с}$;

d – диаметр трубопровода, $d = 700 \text{ мм}$;

$Re_{\text{кр}}$ – переходное значение критерия Рейнольдса, $Re_{\text{кр}} = 2320$;

Q – объемный расход нефти, $Q = 0,477 \text{ м}^3/\text{с}$.

					Расчетная часть	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$t_{кр} = 80 + \frac{1}{0,0473} \ln \frac{14,1 \cdot \pi \cdot 0,7 \cdot 2320}{4 \cdot 0,477 \cdot 1000} = 10,67^{\circ}\text{C}.$$

Полученная температура критическая ($t_{кр}$) меньше температуры нефти в конце участка (t_2), следовательно на всем протяжении рассматриваемого участка в трубопроводе сохраняется турбулентный режим течения.

Определим среднюю вязкость нефти на рассматриваемом участке по следующей формуле:

$$v_{ср} = \frac{v_1 + v_2}{2}, \quad (3.32)$$

где v_1 – кинематическая вязкость нефти в начале участка, $v_1 = 14,1$ мм²/с;

v_2 – кинематическая вязкость нефти в конце участка, $v_2 = 190$ мм²/с.

$$v_{ср} = \frac{14,1 + 190}{2} = 102,05 \text{ мм}^2/\text{с}.$$

Проверка режима течения по условию 3.19 [18]:

$$\text{Re} = \frac{\omega \cdot d}{v_{ср}}, \quad (3.33)$$

где: ω – линейная скорость потока;

d – внутренний диаметр;

$v_{ср}$ – средняя кинематическая вязкость нефти на участке (102,05 мм²/с).

$$\text{Re} = \frac{1,37 \cdot 0,7}{0,00010205} = 9347.$$

Определяем зону и режим течения трубопровода.

Так как $\text{Re} > \text{Re}_{кр}$ ($\text{Re}_{кр} = 2320$) имеет место турбулентный режим, зона гидравлически гладких труб (зона Блазиуса).

Находим коэффициент гидравлического сопротивления, который зависит от параметра Рейнольдса по условию 3.21 (зона гидравлических гладких труб) [18]:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}, \quad (3.21)$$

					Расчетная часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где: Re – число Рейнольдса.

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} = \frac{0,3164}{9347^{0,25}} = 0,034.$$

Потери напора на трения в трубопроводе определим по обобщенной формуле Лейбензона [19]:

$$h_T = \beta \cdot \frac{v_{\text{ср}}^m \cdot Q^{2-m}}{d^{5-m}} \cdot L, \quad (3.34)$$

где: L – длина участка нефтепровода;

$v_{\text{ср}}$ - средняя кинематическая вязкость нефти на участке;

Q – объемный расход нефти;

d – внутренний диаметр трубопровода;

β , m – коэффициенты обобщенной формулы Лейбензона.

Для зоны гидравлически гладких труб (зона Блазиуса) коэффициент $m = 0,25$.

Расчетный коэффициент β равняется:

$$\beta = \frac{0,241}{g}, \quad (3.35)$$

где: g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

$$\beta = \frac{0,241}{9,81} = 0,0356;$$

$$h_T = 0,0356 \cdot \frac{102,05^{0,25} \cdot 0,477^{1,75}}{0,74^{0,75}} \cdot 40000 = 183,45 \text{ м.}$$

Потери давления в трубопроводе найдем по формуле 3.23:

$$\Delta P = l \cdot \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} \cdot \rho, \quad (3.23)$$

l – длина участка;

λ - коэффициент гидравлического сопротивления;

ω - линейная скорость потока;

d – внутренний диаметр нефтепровода;

g – ускорение свободного падения;

ρ – плотность нефти.

$$\Delta P = l \cdot \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2 \cdot g} \cdot \rho = 40000 \cdot \frac{0,034 \cdot 1,37^2}{0,7 \cdot 2 \cdot 9,81} \cdot 900 = 0,1673 \text{ МПа.}$$

					Расчетная часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рассчитаем различия в потери напора и давления при перекачке нефти с предварительным подогревом и без из равенства 3.25:

$$\Delta h_T = h_{Tч} - h_{Tп}, \quad (3.25)$$

где: $h_{Tч}$ – потери напора при перекачке нефти без подогрева;

$h_{Tп}$ – потери напора при перекачке нефти с подогревом.

$$\Delta h_T = h_{Tч} - h_{Tп} = 190,67 - 183,45 = 7,22 \text{ м.}$$

Рассчитаем снижение потери напора в процентах при «горячей» перекачке из выражения 3.26:

$$h_{Tс} = \frac{\Delta h_T}{h_{Tч}} \cdot 100\%; \quad (3.26)$$

$$h_{Tс} = \frac{\Delta h_T}{h_{Tч}} \cdot 100\% = \frac{7,22}{190,67} \cdot 100\% = 3,78\%.$$

Рассчитаем изменение в потерях давления при «горячей» перекачке нефти и без по формуле 3.27:

$$\Delta P = \Delta P_{ч} - \Delta P_{п}, \quad (3.27)$$

где: $\Delta P_{ч}$ – потери давления при перекачке нефти без подогрева;

$\Delta P_{п}$ – потери давления при «горячей» перекачке нефти.

$$\Delta P = 0,172 - 0,1673 = 0,0047 \text{ МПа.}$$

Рассчитаем процентное снижение в потерях давления при добавлении депрессорной присадки из равенства 3.28:

$$P_c = \frac{\Delta P}{P_{ч}}; \quad (3.28)$$

$$P_c = \frac{\Delta P}{P_{ч}} = \frac{0,0047}{0,172} \cdot 100\% = 2,73 \text{ \%}.$$

Вывод: Из двух рассмотренных методов, позволяющих снизить потери напора и давления при перекачке, более эффективным оказался метод добавления депрессорной присадки. Эффективность применения депрессорной присадки, по сравнению с методом «горячей» перекачки, оказалась выше в полтора раза, как для величины потери напора, так и для величины потерь давления.

Несмотря на результат, выбор метода индивидуален для каждого

					Расчетная часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

конкретного случая и рассматриваемого участка и зависит как от его конечной эффективности, так и от экономических затрат на его реализацию.

					Расчетная часть	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Николаев Евгений Антонович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

«Организация ведения технологических процессов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: анализ методов и технологических процессов транспортировки высоковязких нефтей Область применения: магистральные нефтепроводы нефтетранспортных компаний
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования – ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования – ФЗ «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426 – Трудовой кодекс РФ, редакции от 01.01.2020
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: -отклонение показателей микроклимата; -повышенный уровень шума -токсические вещества в газообразном состоянии Опасные факторы: -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования -поражение организма электрическим током
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выбросы продуктов сгорания Гидросфера: разлив нефти на воде Литосфера: сохранение плодородного слоя почвы, загрязнение почв токсичными веществами
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: лесные пожары, возгорания ГСМ, разливы нефти в результате порыва нефтепровода. Наиболее типичная ЧС: разливы нефти в результате порыва нефтепровода.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Николаев Евгений Антонович		

4. Социальная ответственность

Трудовая деятельность работника на производстве должна регламентироваться правилами охраной труда и единой системой управления промышленной безопасности. Должны быть представлены четкие требования к безопасной организации работ и места их проведения, для локализации и максимального устранения всех вредных и опасных производственных факторов, форма и количество которых зависит от формы проведения работ и характера труда.

Крайне важен вопрос экологической безопасности на нефтегазовых объектах производства. Все сырье используется на разных этапах производства и в разных ее формах, поэтому вопрос соблюдения экологических норм крайне необходим для организации безопасных условий труда.

Объектом исследования данной работы является анализ известных методов и технологических процессов предназначенных для транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам.

Обслуживание и ремонт магистральной и линейной части трубопровода производит трубопроводчик линейный. Рабочие обязанности трубопроводчика линейного, согласно его должностной инструкции, включают в себя:

- ревизия и ремонт запорной и предохранительной арматуры;
- опрессовка запорной арматуры, узлов и отдельных участков трубопровода;
- слесарная обработка деталей;
- монтаж узлов и центровка труб;

					Организация ведения технологических процессов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Николаев Е.А.			Социальная ответственность		Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Крец В.Г.						66	106	
Консульт.							НИ ТПУ гр. 256Б			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.								

- устранение утечек нефти и нефтепродуктов на участках трубопровода и арматуре.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

При выполнении работ по технологическому обслуживанию трубопровода в условиях Крайнего Севера, рабочие филиала имеют дополнительные права и льготы, отражённые в законе «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».

Организация и проведение любых работ должны проводиться согласно требованиям утвержденных и действующих руководящих документов и регламентов компании [20].

Трубопроводчиков линейных, выполняющих работы по обслуживанию, эксплуатации и ремонту действующих трубопроводов, в обязательном порядке необходимо обеспечить спецодеждой и спецобувью, и другими индивидуальными средствами защиты, согласно регламенту «Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам».

Для соблюдения безопасности жизнедеятельности работников при выполнении работ по ремонту, обслуживанию и эксплуатации трубопроводов, их трудовую деятельность регулируют следующие правовые и нормативные акты, а также отраслевые регламенты:

1. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014) [21];
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08- 624-03 [22];

					Социальная ответственность	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г. [23];

4. ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда» [24] и т.д.

В соответствии с ФЗ от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда» [25] и статьями 147 и 117 ТК РФ, рабочий персонал в праве получать денежную надбавку в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в течении 7 дней, как работники, занятые на производстве с вредными и опасными факторами. Также работникам полагаются надбавки за работу в ночное время, работа в выходные и праздничные дни, а также за сверхурочную работу.

Трудовой кодекс РФ ст. 91 устанавливает нормальную величину продолжительности рабочего времени 40 часов в неделю.

Также согласно статье 300 ТК РФ, в случае вахтового метода работы, ведется суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или за другой период не превышающий одного года.

4.1.2 Организационные работы по компоновке рабочей зоны сотрудников

Рабочим местом трубопроводчика линейного является цех технического обслуживания, эксплуатации и ремонта трубопроводов. Трудовая деятельность в условиях цеха регламентируется следующими системами стандартов безопасности труда:

1. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [27];

2. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ «Оборудование производственное. Общие эргономические требования» [28];

3. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [29].

					Социальная ответственность	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Согласно этим стандартам, конструкция рабочих мест должна в полной мере обеспечивать трудовую деятельность работников, сохраняя его моторную досягаемость до всех элементов управления и взаимодействия во всех рабочих плоскостях.

Также рабочим местом сотрудников, в случае их выезда на эксплуатируемый трубопровод, могут являться объекты линейных сооружений нефтепровода, такие как: сам трубопровод, включая его ответвления и лупинги; ремонтные котлованы; узлы запорной и регулирующей арматуры; станции пуска и приема средств очистки и диагностики и другие линейные объекты нефтепровода. Каждый вид работ, проводимый на таких объектах, регулируется руководящими документами и правилами по охране труда для каждого вида работ.

4.2 Профессиональная социальная ответственность

4.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

Далее рассмотрим основные опасные и вредные производственные факторы, которые оказывают влияние на трудовую деятельность сотрудников (таблица 4).

Таблица 4 – Опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ	Нормативные документы
	Обслуживание МН	
1. Превышение уровня шума	+	СН 2.2.4/2.1.8.562–96. [31] ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. [32] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. [33]
2. Отклонение показателей микроклимата	+	СанПиН 2.2.4.548-96. [34] ГОСТ 12.1.005-88. [35]
3. Токсические вещества в газообразном состоянии	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. [36] ГОСТ 12.1.005–88. [37]
4. Поражение организма электрическим током	+	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. [38] ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. [39]

Продолжение таблицы 4:

5. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. [40] ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. [41]
--	---	--

4.2.2 Превышение уровня шума в рабочей зоне

Воздействия повышенного уровня шума сопровождает работника не только в цеху, но и на рабочих площадках за его пределами. На всех этапах производственного процесса в нефтегазовой отрасли используется различная техника и оборудование, издающая большое количество шума, который негативно влияет на работающий персонал поблизости.

Согласно требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [32] для данного вида работа величина широкополосного шума не должна превышать 80 дБ, а тонального 75 дБ.

Воздействие шума на организм обширно и включает в себя следующие воздействия: неблагоприятно влияет на центральную нервную систему человека, нарушает стабильный обмен веществ, является причиной возникновения сердечнососудистых заболеваний и т.д. Шум также имеет негативное воздействие на трудовую деятельность работников: снижает внимание, что приводит к увеличению количества ошибок при выполнении работ; замедляют реакцию человека, что повышает риск травматичности на производстве.

К основным способам борьбы с шумом относят:

1. снижение уровня шума от источника (применение звукоизолирующих материалов);
2. рациональная планировка помещений;
3. размещение оборудования вне рабочей зоны (использование дистанционного управления и сетей телемеханики);
4. использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши и т.д.);

					Социальная ответственность	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. соблюдение режима труда и отдыха.

4.2.3 Отклонение показателей микроклимата

Микроклимат – изменяющиеся метеорологические показатели производственной среды, способные влиять на тепловой баланс человеческого организма в процессе трудовой деятельности. Микроклимат способен влиять не только на здоровья работника, вызывая переохлаждение или перегрев организма, но и на его трудовую работоспособность.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [34] показателями, описывающие микроклимат в производственных помещениях, являются:

- температура окружающего воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздушных потоков;
- интенсивность теплового излучения.

Для поддержания приемлемых показателей микроклимата на территории рабочей зоны рекомендуют применять следующие мероприятия: организация защиты от интенсивного теплового излучения, наладка систем вентиляции рабочих помещений, при необходимости использование промышленных увлажнителей воздуха, организация систем отопления и кондиционирования.

4.2.4 Токсические вещества в газообразном состоянии

В процессе трудовой деятельности работники могут подвергаться воздействию токсичных газов и паров нефти и нефтепродуктов. Источником такого воздействия могут являться: не герметичные фланцевые соединения, ввиду коррозии или износа; контактирование с нефтью при работе с камерами пуска и прием средств очистки и диагностики нефтепровода; отказ регулирующих и предохранительных клапанов и т.д.

Не только пары нефти являются токсичными, пары растворителей,

					Социальная ответственность	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

герметиков, красок, различные химреагенты, применяемы на производстве, также неблагоприятно влияют на здоровье работников. Их пары могут вызывать отравления и заболевание воздушно-капельных путей.

При работе в закрытых помещениях, на участках, предназначенных для планового ремонта трубопровода, или на местах ликвидации аварийных разливов нефти необходимо проводить регулярный контроль загазованности воздушной среды с помощью стационарных приборов или индивидуально переносных датчиков-газоанализаторов. Содержание нефтяных паров и газов в воздушной среде не должно превышать значения ПДК, составляющее 300 мг/м³, согласно ГОСТ 12.1.005–88 [35].

4.2.5 Поражение организма электрическим током

Источником опасности для работника нефтегазовой промышленности служит неисправность электрического оборудования, энергосетей или несоблюдение правил безопасности при работе с электрооборудованием.

Влияние прохождения электрического тока через организм обширно и зависит от величины силы тока и собственного сопротивления пострадавшего. Поражение организма электрическим током ведет к образованию ожогов тела, разрыва тканей, разрыву внутренних органов, электрическому удару. При электрическом ударе электрический ток поражает весь организм: у пострадавшего возникают судороги с расстройством дыхания, затем аритмия работы сердца и его остановка.

Для препятствия появления электротравм у сотрудников общества все промышленное электрооборудование, а также электроинструменты должны быть изолированы и заземлены. Также вводится мера по запрету работы с электроинструментом в случае:

- появление искр или дыма из корпуса оборудования;
- повреждение изоляции питающего кабеля;
- неотлаженно работающие тумблеры и выключатели;

					Социальная ответственность	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- повышенный уровень вибрации;
- наличие посторонних шума или стука.

Правила электробезопасности труда регламентирует ГОСТ 12.1.019-2017 [38]. Для соблюдения правил электробезопасности применяют следующие меры по электрозащите:

- изоляция всех частей оборудования, проводящих ток;
- наличие системы сигнализации и блокировки;
- применение малых напряжений;
- установка по периметру оградительных устройств, предупреждающих плакатов и знаков безопасности;
- снабжение сотрудников антистатической спецодеждой и средствами СИЗ;
- защитное заземление спецоборудования;
- наличие автоматического защитного отключения.

4.2.6 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

При работе на производственных объектах у работников всегда есть шанс получить травму, связанную с работой механизмов, обладающими вращающимися или подвижными деталями. К такому оборудованию относятся: насосное и компрессорное оборудование, подъёмные механизмы и устройства, вентиляторы, оборудование, предназначенное для сверления или обработки деталей.

Характерные травмы при работе с таким оборудованием это: ушибы, растяжение связок, переломы и другие механические травмы.

Для минимизации и исключения механических травм, необходимо оборудовать все подвижные и вращающиеся детали машин и механизмов защитными кожухами и ограждениями со знаками опасности. Все работы, проводимые с такими механизмами, связанные с заменой технических

					Социальная ответственность	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

жидкостей или ремонтом, производить только при их полной остановке.

4.3 Экологическая безопасность

4.3.1 Защита атмосферы

Главные источники загрязнения атмосферы на нефтепроводе являются:

- аварийные разливы нефти;
- не плотность фланцевого соединения запорно-регулирующей арматуры;
- станции пуски и приема средств очистки и диагностики;
- двигатели внутреннего сгорания установленные на спецоборудовании, автомобильной или строительной техники;
- передвижные сварочные посты, работающие на местах ремонта.

Основные химические элементы, выбрасываемые в приземной слой атмосферы, от источников описанных выше: соединения углеводорода, оксиды и диоксиды азота, оксиды углерода и серы, формальдегиды и др.

Максимально возможный выброс вредных элементов в атмосферу возможен при аварийном разливе нефти. Для предотвращения порыва и последующего разлива нефти, принимаются ряд мер, связанные с плановыми и предварительными ремонтно-восстановительными работами на аварийных участках нефтепровода с заменой аварийного участка.

Согласно ГН 2.2.5.686-98 [42], для определения нормирования выбросов вредных веществ в атмосферу применяют показатель предельно-допустимой концентрации вредных веществ, который рассчитывается по следующей формуле:

$$\sum_{i=1}^N \frac{C_i}{\text{ПДК}_i} \leq 1, \quad (4.1)$$

где C_i – фактическая концентрация вредного вещества; ПДК_i – предельно допустимая концентрация вещества в воздухе.

					Социальная ответственность	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.3.2 Защита литосферы

Во время прокладки нефтепровода и строительства всей необходимой инфраструктуры, необходимой для его функционирования, задействуются большие площади земли. Чтобы снизить влияние прокладки нефтепровода на лесные и сельские хозяйства, согласно инструкции ВСН 179-85 [43], используют технологию сохранения плодородного слоя почвы и последующей ее рекультивации.

На рисунке 19 представлена схема последовательных операций по планировке земляных работ при строительстве трубопровода.

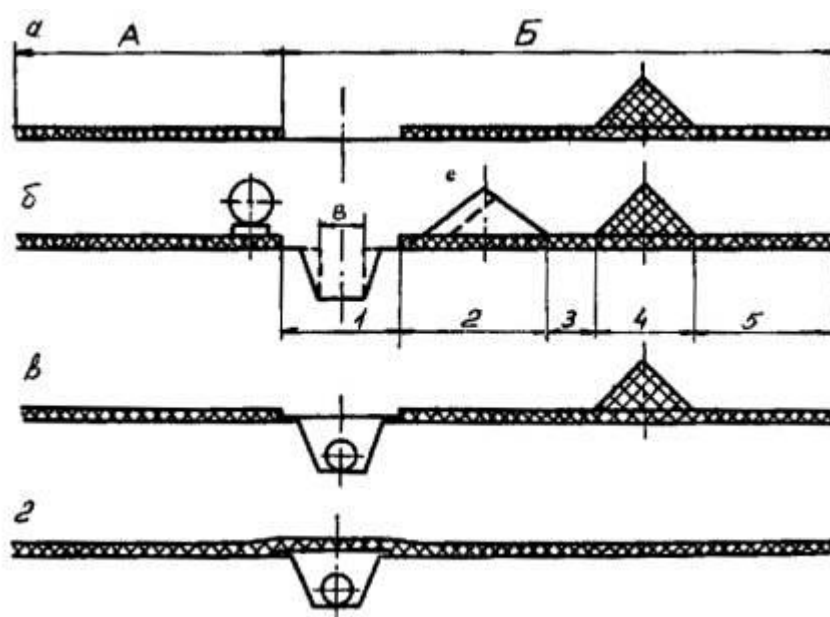


Рисунок 19 – Схема планировки последовательных операций земляных работ при строительстве трубопроводов:

А – полоса монтажных работ; Б – полоса земляных работ; В – ширина траншеи.

В таблице 5 представлены параметры строительной площадки для труб диаметром до 820 мм, а также для труб диаметром 1020-1420 мм при мощности плодородного слоя почвы более 50 см.

Таблица 5 – Параметры строительной полосы

Диаметр трубопровода, мм	Параметры строительной полосы							
	Полоса монтажных работ А, м	Полосы земляных работ, м						
		1	2	3	4	5	Б	В
До 426	11	3,5	2,0	1,5	3,0	4,0	14,0	0,9-1,4
529-726	12,5	3,5	2,5	1,5	3,0	5,0	15,5	0,9-1,9

					Социальная ответственность				Лист
									75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Продолжение таблицы 5:

820	12,7	3,5	4,5	1,0	3,0	6,0	18,0	1,2-3,0
1020	12,7	3,5	5,0	4,0	4,0	6,2	22,7	1,5-3,5
1220	13,2	3,5	6,0	4,0	4,0	6,6	24,1	1,6-3,5
1420	13,4	3,5	7,0	4,0	4,0	6,6	25,1	2,1-3,5

4.3.3 Защита Гидросферы

В случае аварийного разлива нефти, попадание нефти возможно не только на почву, но и на водные объекты. В таком случае используют специальное нефтесборное оборудование, предназначенное для сбора нефтяных пленок и устранения последствий аварийных разливов на водных акваториях.

Оборудование можно разделить на 2 условных класса. Оборудование для ограждения и локализации места аварии (различные типы боновых заграждений), нефтесборочное оборудование (скиммеры), предназначенное для удаления нефтяной пленки с поверхности воды.

4.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

На объектах магистрального трубопроводного транспорта наиболее вероятно следующие чрезвычайные ситуации:

- аварийный розливы нефти, с возможным последующем возгоранием;
- лесные пожары;
- возгорание ГСМ.

4.4.1 Мероприятия по предотвращению ЧС, разработка порядка действий в случае ЧС

Типичная ЧС для нефтегазовой отрасли является проблема возникновения аварийных разливов нефти. Для предупреждения их возникновения существует ряд мер и технологий по их локализации и ликвидации:

					Социальная ответственность			Лист
								76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				

- проведение своевременных испытаний и технических обследований состояния трубопровода;
- современные автоматические методы по обнаружению места порыва трубопровода;
- содержание в постоянной готовности специальной техники, ремонтного материала, средств пожаротушения и средств индивидуальной защиты.

Для их предотвращения, сотрудники компании проходят обучение по своей профессиональной специальности и правилам по охране труда, с последующей аттестацией своих знаний.

В случае возникновения аварии, необходимо:

- сообщить руководителю структурного подразделения о случившемся;
- прекратить все огневые и газоопасные работы на территории объекта;
- вывести посторонних людей из опасной зоны;
- использовать средства для локализации и ликвидации аварийного разлива.

4.5 Выводы по разделу социальная ответственность

Эксплуатацию и ремонт трубопроводов, находящихся под высоким давлением, относят к работам повышенной опасности. Нулевой травматизм сотрудников на производстве, а также соблюдением правил экологической безопасности есть основа любой современной компании. Поэтому соблюдение правил промышленной безопасности и норм по охране труда является одной из главных задач на современном производстве.

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Б	Николаев Евгений Антонович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/с специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент,
ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормативные справочники. 4. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет и риски	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	1. Расчет показателей ресурсоэффективности. 2. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	К.Э.Н.		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Николаев Евгений Антонович		31.01.2020

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе выпускной квалификационной работы будет проведен расчет всех экономических затрат при использовании технологии применения депрессорных присадок, применяемых для улучшения реологических свойств перекачиваемых нефтей.

Проведем качественное и экономическое сравнения трех используемых технологий для перекачивания высоковязких нефтей: депрессорные присадки, «горячая» перекачка и применение углеводородных разбавителей. Определим ресурсную, финансовую, социальную и экономическую эффективность рассматриваемых проектов.

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Главными целевыми потребителями применения технологии использования депрессорных присадок являются нефтетранспортные компании нашей страны, такие как: Транснефть, Роснефть и Газпромнефть.

Таблица 6 – Сегментирования рынка предприятий нефтяной отрасли:

		Деятельность компании	
		Межпромысловая перекачка	Магистральный транспорт нефти
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

					Организация ведения технологических процессов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Николаев Е.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Крец В.Г.					79	106	
Консульт.						НИ ТПУ гр. 256Б			
Рук-ль ООП		Брусник О.В.							



– «Газпромнефть»



– «Роснефть»



– «Транснефть»

Из таблицы 6 видно, что самая крупная нефтетранспортная компания «Транснефть» единственная занимает нишу магистрального транспорта нефти, что делает ее единственным и самым крупным игроком в транспортной отрасли. Во владении «Транснефти» состоит около 68 тыс. км магистральных трубопроводов России и порядка 500 перекачивающих станций. Остальные компании, такие как «Роснефть» и «Газпромнефть», занимаются в основном только межпромысловой перекачкой нефти. Межпромысловая перекачка, по сравнению с магистральной, по своей величине крайне невелика.

Несмотря на это, технология применения депрессорных присадок для нефти может быть применена на любых участках трубопровода с нефтью, обладающей недостаточными транспортными характеристиками.

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Поскольку количество игроков и заинтересованных компаний на рынке транспорта нефти велико, поэтому конкуренция по внедрению их технологических установок и технологий постоянно растет. Поэтому для принятия верного технико-экономического решения следует систематизировать и провести анализ конкурирующих разработок и методик. Для проведения такого анализа необходимо оценивать конкурирующие разработки реалистично и объективно.

Также следует провести анализ всех конкурирующих продуктов со стороны оценки их ресурсоэффективности и ресурсосбережения для полной оценки эффективности продуктов и определения направления для ее дальнейшего повышения. Анализ проводится с помощью оценочной карты, представленной в следующей таблице 7.

Таблица 7 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Простота строительства	0,05	4	2	2	0,2	0,1	0,1
2. Возможность применения технологии на производстве	0,15	5	4	2	0,25	0,2	0,1
3. Ремонтопригодность	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
4. Простота эксплуатации	0,08	4	3	2	0,2	0,15	0,1
5. Эффективность применения	0,20	4	4	4	0,2	0,2	0,2
6. Простота регулирования	0,07	2	4	4	0,1	0,2	0,2
7. Простота контроля и мониторинга состояния	0,07	5	3	4	0,25	0,15	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,04	4	5	3	0,2	0,25	0,15
2. Уровень проникновения на рынок	0,04	3	4	2	0,15	0,2	0,1
3. Цена	0,15	3	4	4	0,15	0,2	0,2
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,10	4	4	4	0,2	0,2	0,2
Итого	1	34	44	44	2,1	2,05	1,75

где: Б_ф – баллы для технологии применения депрессорных присадок;

Б_{к1} – баллы для технологии применения «горячей перекачки»;

Б_{к2} – баллы для технологии применения углеводородных разбавителей;

К_ф – конкурентоспособность технологии применения депрессорных присадок;

К_{к1} – конкурентоспособность технологии применения «горячей перекачки»;

К_{к2} – конкурентоспособность технологии применения углеводородных разбавителей.

По результатам таблицы 7 видно, что наиболее конкурентоспособной технологией является технология применения депрессорных присадок, на втором месте, с небольшим отрывом в 0,05 балла, идет технология применения «горячей» перекачки. На последнем месте стоит технология применения углеводородных разбавителей, ввиду ее не широкой

возможности применения из-за необходимости наличия доступного и дешевого разбавителя, что возможно не на всех объектах транспорта.

К основным преимуществам депрессорных присадок можно отнести возможность их широкого применения, простоту и эффективность эксплуатации. Главным недостатком является дороговизна закупки депрессорных присадок.

5.1.3 SWOT – анализ

SWOT– метод стратегического планирования и анализирования. Такой анализ проводят для исследования внутренней и внешней среды проекта, характеризует сильные и слабые его стороны, предсказывает будущие возможности и угрозы.

Первым этапом определим все сильные и слабые стороны проекта, а также его возможности и угрозы.

Сильные стороны проекта (С):

- Увеличенная востребованность с ростом открытия новых месторождений;
- Возможность исключения строительства дополнительного оборудования;
- Простота эксплуатации;
- Сокращение гидравлического сопротивления при перекачке нефти;
- Меньшие капиталовложения при строительстве.

Слабые стороны проекта (Сл):

- Развитие конкурирующих технологий;
- Сложность подсчета максимально эффективной концентрации присадок;
- Высокая себестоимость присадок.

Возможности проекта (В):

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Снижение экономических затрат на перекачку;
- Повышение надежности и срока эксплуатации трубопровода;
- Сохранение капитального ресурса нефтеперекачивающих станций.

Угрозы для проекта (У):

- Низкий спрос на новые технологии;
- Истощение природных ресурсов;
- Низкое количество производителей присадок.

На следующем этапе SWOT – анализа соотносят сильные и слабые стороны проекта с другими конкурирующими технологиями. Такое соответствие может помочь выявить сильные и слабые стороны проекта и степень необходимости проектных изменений. Для этого составляют интерактивную матрицу проекта (таблицы 4, 5, 6, 7).

Таблица 8 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	-	+	+	+	-
	B2	-	+	+	+	-
	B3	-	-	+	+	-

В результате анализа данной матрицы можно выделить следующие сильно коррелирующие сильные стороны и возможности: B1B2B3C3C4, B1B2C2.

Таблица 9 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	+	-
	B2	+	-	-
	B3	-	-	-

В данной матрице выделяется следующая корреляция слабых сторон проекта и возможностей: B1Сл2, B2Сл1.

Таблица 10 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	-	0	-	-
	У2	-	0	-	-	-
	У3	-	-	+	-	-

В данной матрице соответствия угроз и сильных сторон проекта выделяется следующая корреляция: У3С3.

Таблица 11 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	0	+
	У2	0	0	0
	У3	0	-	+

В результате анализа данной матрицы можно выделить следующие сильно коррелирующие слабые стороны и угрозы: У1Сл1Сл2, У3Сл3.

Построим матрицу SWOT для технологии применения депрессорных присадок.

Таблица 12 – Матрица SWOT - анализа

		Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Увеличенная востребованность с ростом открытия новых месторождений; С2. Возможность исключения строительства дополнительного оборудования; С3. Простота эксплуатации; С4. Сокращение гидравлического сопротивления при перекачке нефти; С5. Меньшие капиталовложения при строительстве.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Развитие конкурирующих технологий; Сл2. Сложность подсчета максимально эффективной концентрации присадок; Сл3. Высокая себестоимость присадок.
--	--	--	---

Продолжение таблицы 12:

Возможности: В1. Снижение экономических затрат на перекачку; В2. Повышение надежности и срока эксплуатации трубопровода; В3. Сохранение капитального ресурса нефтеперекачивающих станций.	Увеличена надежность и срок эксплуатации трубопроводов с применением технологии депрессорных присадок. Сравнительно небольшие затраты предприятия на внедрение технологии. Простота эксплуатации установок по вводу присадок.	Требуются разработки по удешевлению себестоимости присадок. Требуется гибкий подход по подсчету максимальной эффективной концентрации присадок. Требуется привлечение внимания к данной технологии для более широкого применения на рынке.
Угрозы: У1. Низкий спрос на новые технологии; У2. Истощение природных ресурсов; У3. Низкое количество производителей присадок.	Требуется более активная и широкая разработка месторождений с высоковязкими нефтями. Требуется рост на конкурирующем рынке производителей присадок.	Требуются разработки по улучшению компонентного состава депрессорных присадок. Требуется поддержка применения технологии от крупных нефтетранспортных компаний.

5.1.4 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

В предыдущем разделе были описаны методы, позволяющие выявить преимущества и недостатки исследуемого метода. Исследуемый метод использования депрессорных присадок используется в нефтяной промышленности, поэтому такая технология является конечным продуктом.

В таком случае применять метод морфологического подхода не требуется. Приведем несколько вариантов совершенствования разработки:

1. Улучшение качественного компонентного состава депрессорных присадок, позволяющего более эффективно и при меньшей дозировке влиять на изменения реологических свойств перекачиваемых нефтей;
2. Улучшения технологии для полного смешивания добавляемых депрессорных присадок с транспортируемой нефтью;
3. Применение технологии гибкой дозировки депрессорных присадок, для получения максимального эффективного результата при меньших экономических затратах.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ производится в следующем установленном порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, состав которой и ее численность может варьироваться. Для каждой запланированной работы устанавливается соответствующий исполнитель.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ.

Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей представлен в таблице 13.

Таблица 13 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ аб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель темы
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Проведение патентных исследований	Инженер
	4	Выбор направления исследований	Руководитель, инженер
	5	Календарное планирование работ по теме	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Анализирование и систематизирование материалов по теме	Инженер
	7	Проведение теоретических расчетов всех рассматриваемых методов	Инженер

Продолжение таблицы 13:

Обобщение и оценка результатов	8	Сопоставление результатов расчета и оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, инженер
Оформление отчета по НИР	10	Составление пояснительной записки	Руководитель, инженер

5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

В большинстве случаев, трудовые затраты образуют основную часть стоимости разработки. В связи с этим, важно определение трудоемкости работы каждого из участников.

Трудоемкость выполнения научного исследования носит вероятностный характер, оценивается экспертным путем в человеко-днях. Трудоемкость зависит от множества факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости t_{oji} используется формула:

$$t_{oji} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (5.1)$$

где t_{oji} – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, обозначаемая T_{pi} . Она учитывает параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Данные вычисления требуются для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес заработной платы в общей сметной стоимости научных исследований составляет более половины.

$$T_{pi} = \frac{t_{oji}}{Ч_i}, \quad (5.2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

t_{oji} – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства распределения работ по времени построим ленточный график проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма выполнена в виде горизонтально ленточного графика, на котором работы каждого исполнителя отображены протяженными во времени отрезками. Характеризуют таких отрезки даты начала и окончания выполнения работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого этапа работ следует перевести в календарные дни из рабочих дней. Для этого используется следующая формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (5.3)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности $k_{\text{кал}}$ определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (5.4)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году (составляет 365);

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году (составляет 66);

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году (составляет 15).

Подставив числовые значения в формулу 4, получим:















$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66 - 15} = 1,28$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляются до целого числа. Все просчитанные значения представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнители (Р – руководитель , И – инженер)			Длительност ь работ в рабочих днях T_{pi}			Длительност ь работ в календарных днях T_{ki}		
	t_{min} , чел-дни			t_{max} , чел-дни			t_{oji} , чел-дни											
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Составление и утверждение ТЗ	2	2	2	4	4	4	2,8	2,8	2,8	Р	Р	Р	3	3	3	4	4	4
Подбор и изучение материалов по теме	8	10	10	16	16	16	11, 2	12, 4	12, 4	И	И	И	12	13	13	16	17	17
Проведение патентных исследований	3	3	3	6	6	6	4,2	4,2	4,2	И	И	И	5	5	5	7	7	7
Выбор направления исследований	3	2	2	4	4	4	3,4	2,8	2,8	Р, И	Р, И	Р, И	2	2	2	3	3	3
Календарное планирование работ по теме	2	2	2	4	4	4	2,8	2,8	2,8	И	И	И	3	3	3	4	4	4
Анализировани е материалов по теме	13	12	16	18	18	18	15	14, 4	16, 8	И	И	И	15	15	17	20	20	22
Проведение теоретических расчетов всех рассматриваемых методов	14	9	15	20	12	22	16, 4	10, 2	17, 8	И	И	И	17	11	18	22	15	24
Сопоставление результатов расчетов и оценка эффективности полученных результатов	8	8	8	15	15	15	10, 8	10, 8	10, 8	Р, И	Р, И	Р, И	6	6	6	8	8	8
Определение целесообразности проведения ОКР	4	4	4	6	6	6	4,8	4,8	4,8	Р, И	Р, И	Р, И	3	3	3	4	4	4
Составление пояснительной записки	11	11	11	18	18	18	13, 8	13, 8	13, 8	Р, И	Р, И	Р, И	7	7	7	9	9	9

Таблица 15 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№	Вид работ	Исполнители	T _{кп} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ											
				февраль			март			апрель			май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение ТЗ	Руководитель	4												
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	16												
3	Проведение патентных исследований	Инженер	7												
4	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер.	3			 									
5	Календарное планирование работ по теме	Инженер	4												
6	Анализирование и систематизирование материалов по теме	Инженер	22												
7	Проведение теоретических расчетов всех рассматриваемых методов	Инженер	24												
8	Сопоставление результатов расчетов и оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Инженер	8								 				
9	Определение целесообразности и проведения ОКР	Руководитель, Инженер	4									 			
10	Составление пояснительной записки	Руководитель, Инженер	9										 		

где  – Руководитель;  - инженер.

5.2.4 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

5.2.5 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по организации ведения технологических процессов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. Расчет затрат по данной статье заносится в таблицу 16.

Таблица 16 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№	Наименование оборудования			Кол-во единиц оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Компьютер	Компьютер	Компьютер	1	1	1	25	25	25	25	25	25
2	Канцелярские принадлежности	Канцелярские принадлежности	Канцелярские принадлежности	1	1	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
3	Операционное обеспечение Microsoft Windows 10 Pro	Операционное обеспечение Microsoft Windows 10 Pro	Операционное обеспечение Microsoft Windows 10 Pro	1	1	1	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5

Продолжение таблицы 16:

4	Комплект офисных программ Microsoft Office	Комплект офисных программ MicrosoftOf fice	Комплект офисных программ Microsoft Office	1	1	1	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
5	Оплата электроэн ергии	Оплата электроэнер гии	Оплата электроэн ергии	200	200	200	0,00 35	0,00 35	0,00 35	0,7	0,7	0,7
6	Погружно й вискозиме тр	Погружной вискозимет р	Погружно й вискозиме тр	1	1	1	12	12	12	12	12	12
Итого:										54,2	54,2	54,2

5.2.6 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату. Формула для расчета итоговой заработной платы:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (5.5)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12 – 20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p, \quad (5.6)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн. (таблица 9);

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d}, \quad (5.7)$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб.дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

при отпуске в 48 раб.дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (таблица 17).

Таблица 17 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	60	60
Действительный годовой фонд рабочего времени	187	187

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (5.8)$$

где $З_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30 % от $З_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $З_{тс}$);

k_p – районный коэффициент (для Томской области равный 1,3).

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемым должностям. Зарплата Руководителя приравнивается к заработной плате доцента 23 264 руб. (степень – кандидат наук), заработная плата инженера приравнивается к заработной плате ассистента 14 584 руб. (научная степень отсутствует). Расчёт основной заработной платы для трех исполнений приведён в таблицах 18, 19, 20.

Таблица 18 – Расчёт основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	$З_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	$З_m$, руб.	$З_{дн}$, руб.	T_p , раб.дн.	$З_{осн}$, руб.
Руководитель	23264	0,3	0,15	1,3	43852,64	2626,49	21	55155,83

Продолжение таблицы 18:

Инженер	14584	0,3	0,15	1,3	27490,84	1646,51	68	111962,7
Итого $Z_{\text{осн}}$								167118,5

Таблица 19 – Расчёт основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	$Z_{\text{ТС}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб.дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	23264	0,3	0,15	1,3	43852,64	2626,49	21	55155,83
Инженер	14584	0,3	0,15	1,3	27490,84	1646,51	63	103730,1
Итого $Z_{\text{осн}}$								158886,84

Таблица 20 – Расчёт основной заработной платы для исполнения 3

Исполнители	$Z_{\text{ТС}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб.дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	23264	0,3	0,15	1,3	43852,64	2626,49	21	55155,83
Инженер	14584	0,3	0,15	1,3	27490,84	1646,51	72	118548,7
Итого $Z_{\text{осн}}$								173704,6

5.2.7 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (5.9)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Для заработной платы руководителя и инженера соответственно, при исполнении 1:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \cdot 55155,83 = 6618,7 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \cdot 111962,7 = 13435,52 \text{ руб.}$$

Для заработной платы руководителя и инженера соответственно, при исполнении 2:

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \cdot 55155,83 = 6618,7 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \cdot 103730,1 = 12447,62 \text{ руб.}$$

Для заработной платы руководителя и инженера соответственно, при исполнении 3:

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \cdot 55155,83 = 6618,7 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \cdot 118548,7 = 14225,85 \text{ руб.}$$

5.2.8 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (5.10)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30 %. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1 %.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель проекта	55155,83	55155,83	55155,83	6618,7	6618,7	6618,7
Инженер	111962,7	103730,1	118548,7	13435,52	12447,62	14225,85
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271					
Итого						
Исполнение 1	50723,82					
Исполнение 2	48225,07					
Исполнение 3	52722,81					

5.2.9 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot (\text{сумма статей } 3.4.1 \div 3.4.4), \quad (5.11)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16 %.

5.2.10 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией

в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	54200	54200	54200	Пункт 3.4.1.
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	167118,5	158886	173704,6	Пункт 3.4.2.
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	20054,22	19066,32	20844,55	Пункт 3.4.3.
Отчисления во внебюджетные фонды	50723,82	48225,07	52722,81	Пункт 3.4.4.
Накладные расходы	38063,45	36188,38	39563,51	16 % от суммы ст. 3.4.1. – 3.4.4.
Бюджет затрат НТИ	330160	316565,7	341035,4	Итого

5.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (5.12)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Приняв максимальную стоимость исполнения за единицу (исполнение 3), для 1 и 2 исполнения получим:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{330160}{341035,4} = 0,968;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{316565,7}{341035,4} = 0,928.$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (5.13)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приводится в таблице 23.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 23 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Простота строительства	0,07	4	2	2
2. Возможность применения технологии на производстве	0,23	5	4	2
3. Ремонтопригодность	0,12	4	4	4
4. Простота эксплуатации	0,1	4	3	2
5. Эффективность применения	0,25	4	4	4
6. Простота регулирования	0,1	2	4	4
7. Простота контроля и мониторинга состояния	0,13	5	3	4
ИТОГО	1	4,16	3,63	3,2

$$I_{\text{р.исп1}} = 4 \cdot 0,07 + 5 \cdot 0,23 + 4 \cdot 0,12 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,25 + 2 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,13 = 4,16;$$

$$I_{\text{р.исп2}} = 2 \cdot 0,07 + 4 \cdot 0,23 + 4 \cdot 0,12 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,13 = 3,63;$$

$$I_{\text{р.исп3}} = 2 \cdot 0,07 + 2 \cdot 0,23 + 4 \cdot 0,12 + 2 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,13 = 3,2.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{исп.i}}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп.i}} = \frac{I_{\text{р.исп.i}}}{I_{\text{финр}}}, \quad (14)$$

Для трех различных исполнений получим:

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{4,16}{0,962} = 4,32;$$

$$I_{\text{исп.2}} = \frac{3,63}{0,914} = 3,97;$$

$$I_{\text{исп.3}} = \frac{3,2}{1} = 3,2.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки (таблица 19) позволит определить сравнительную

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.min}}}, \quad (5.15)$$

Для трех различных исполнений получим:

$$\mathcal{E}_{\text{ср1}} = \frac{4,32}{3,2} = 1,35;$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср2}} = \frac{3,97}{3,2} = 1,24;$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср3}} = \frac{3,2}{3,2} = 1.$$

Таблица 24 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,968	0,928	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,16	3,63	3,2
3	Интегральный показатель эффективности	4,32	3,97	3,2
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,35	1,24	1

Из итоговой сводной таблицы 24 видно, что максимальные все значения интегральных показателей, кроме финансового, имеет первое исполнение проекта, в виде применения депрессорных присадок. На втором месте идет проект по применению «горячей» перекачки.

По ресурсной и финансово эффективности также лидирующее место занял проект применения депрессорных присадок.

Заключение

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены заранее поставленные задачи, изучена нормативно-техническая документация по рассматриваемой теме.

Итогом проделанной работы является следующее:

1. Подтверждена актуальность работы: со временем качество материально-сырьевой базы месторождений падает, что ведет к повышенному спросу на технологии связанные с транспортом высоковязких и быстро застывающих нефтей. Были проанализированы реологические характеристики и физико-химические свойства высоковязких нефтей;
2. Проведен разбор и анализ различных технологий транспорта высоковязких нефтей путем улучшения их реологических свойств;
3. Проведен расчет потерь давления и напора при использовании технологий: «горячей» перекачки и применения депрессорных присадок;
4. Проведен анализ влияния вредных и опасных факторов, воздействующих на работников в процессе эксплуатации и обслуживания магистрального нефтепровода;
5. Проведен расчет экономической эффективности применения депрессорной присадки по сравнению с аналогичными технологиями на рынке транспорта высоковязких нефтей.

					Организация ведения технологических процессов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Николаев Е.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Крец В.Г.					101	106
Консульт.						НИ ТПУ гр. 256Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Список используемых источников

1. Государственный доклад "О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2018 году". — Текст : электронный // Министерство природных ресурсов : [сайт]. — URL: http://mnr.gov.ru/press/news/na_sayte_minprirody_rossii_opublikovan_gosdoklad_o_sostoyanii_i_ispolzovanii_mineralno_syrevykh_resu/?special_version=Y (дата обращения: 02.05.2020).

2. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Высоковязкие нефти: аналитический обзор закономерностей пространственных и временных изменения их свойств // Нефтегазовое дело. – 2006. – №1. – С. 1-32.

3. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.

4. Трясцин Р.А. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей в смеси с газоконденсатом при пониженных температурах. – Тюмень, 2006. – 148 с.

5. Трубопроводный транспорт нефти / Г. Г. Васильев [и др.]. — 1 том. — Москва : Недра, 2002. — 78 с. — Текст : непосредственный.

6. В. Г. Крец, А. В. Шадрина, Н. А. Антропова. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ. — 2-е изд. — Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2019. — 33 с.

7. Новоселов В.Ф. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Специальные методы перекачки: Учебное пособие / В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак. – Уфа: Изд. УНИ, 1998. – 108 с.

8. ПЕЧЬ ТРУБЧАТАЯ БЛОЧНАЯ ПТБ-10А. — Текст : электронный // НефтеМаш : [сайт]. — URL: <http://www.dznm.ru/products/pechi/ptb-10ae/> (дата обращения: 06.05.2020).

					Организация ведения технологических процессов транспортировки высоковязких нефтей по магистральным нефтепроводам							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Николаев Е.А.			Список используемых источников			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Крец В.Г.								102	106	
Консульт.								НИ ТПУ гр. 256Б				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.										

9. Родин А.А. Оптимизация транспорта высоковязких нефтей с подогревом и с применением углеводородных разбавителей. – Москва, 2009. – 125 с.
10. Шаммазов А.М. Физико-химическое воздействие на перекачиваемые жидкости / А.М. Шаммазов, Ф.Р. Хайдаров, В.В. Шайдаков. - Уфа: Монография, 2003. -187 с
11. Банатов В.В. Реологические свойства вязких нефтей и нефтепродуктов и их регулирование комплексными методами воздействия. – Тюмень, 2003. – 164 с.
12. Асатурян А.Ш. Гидротранспорт вязких нефтей по трубопроводам / А.Ш. Асатурян, В.И. Черников // Нефтяное хозяйство. 1965. – №7. – С. 83-86.
13. Алиев Р.А. Трубопроводный транспорт высокозастывающих нефтей с жидкими углеводородными растворителями / Р.А. Алиев, Э.М. Блейхер – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 88 с.
14. Хуснуллин Р.Р. Композиционные составы для снижения гидравлического сопротивления в системах трубопроводного сбора и транспорта продукции нефтяных скважин. – Казань, 2016. – 149 с.
15. Панов Ю.С. Технология перекачки высоковязких нефтей, включая северные районы // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1987. – №5. – С. 36-38.
16. ГОСТ 10705-80 «Трубы стальные электросварные. Технические условия».
17. Земенков, Ю.Д. Типовые расчеты процессов в системах транспорта и хранения нефти и газа: Учебное пособие /Под общей редакцией Земенкова Ю.Д. – СПб: Недра, 2007.– 599 с.
18. Транспорт скважинной продукции: учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 354 с.

					Список используемых источников	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

19. РД 39-30-139-79. Методика теплового и гидравлического расчета магистральных трубопровода при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях.

20. РД 13.100.00-КТН-225-06. Система организации работ по охране труда на нефтепроводном транспорте.

21. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

22. ПБ 08- 624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

23. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

24. ГОСТ 12.0001-82 ССБТ. Система стандартов безопасности труда.

25. Федеральный закон от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда».

26. Закон РФ «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях» от 19.02.1993 N4520-1.

27. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

28. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ «Оборудование производственное. Общие эргономические требования».

29. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».

30. Приказ Минтруда России от 09.12.2014 N 997н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам сквозных профессий и должностей всех видов экономической деятельности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах,

					Список используемых источников	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением".

31. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».

32. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

33. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.

34. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

35. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

36. ГОСТ 12.0.005-2014 ССБТ. Метрологическое обеспечение в области безопасности труда.

37. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

38. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

39. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление.

40. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

41. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.

42. ГН 2.2.5.686-98. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

43. ВСН 179-85. Инструкция по рекультивации земель при строительстве трубопроводов.

44. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) "О проведении рекультивации и консервации земель".

					Список используемых источников	Лист
						105
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

45. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. / Видяев И.Г. [и др.] Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

46. Способ транспортирования высокопарафинистой нефти и/или нефтепродуктов по трубопроводам // Патент RU 2 686 144 C1, 24.04.2019. / Ревель-Муроз П. А., Несын Г. В., Зверев Ф. С. [и др.].

47. Устройство обработки углеводородных жидкостей // Патент RU 187218 U1, 25.02.2019. / Галактионов С. А., Чугунова А. А.

48. Акустический смеситель // Патент RU 2 619 783 C1, 18.05.2017. / Галактионов С. А., Чугунова А. А., Гузев В. В.

					Список используемых источников	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		